



Universidad Autónoma de Madrid
Escuela Politécnica Superior
Departamento de Ingeniería Informática

APLICACIÓN DE HEURÍSTICAS MODERNAS A LA RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

TESIS DOCTORAL
NOVIEMBRE 2015

PABLO MARTÍN MUÑOZ
DIRECTOR: ALEJANDRO SIERRA URRECHO

A M. Ángeles, a Eva y a Natalia.

Agradecimientos

Doy las gracias a Alejandro Sierra, mi director de tesis, por su apoyo, su confianza, y sobre todo por su generosidad.

Gracias a las personas con las que he trabajado en Red Eléctrica estos últimos 20 años, por vuestras ideas y por todo lo que hemos aprendido juntos.

A mi mujer y a mis hijas, os doy las gracias por el tiempo que me habéis regalado para hacer esta tesis y por la paciencia que demostráis conmigo día a día.

A mis padres, a mi hermano, a mi sobrino y al resto de mi familia os doy las gracias porque seguro que os alegráis de este logro personal.

A mis amigos, por todos los buenos momentos que hemos compartido, y por vuestro apoyo en los momentos difíciles.

Resumen

En esta tesis se propone el nuevo algoritmo ECPA para eliminar o reducir las restricciones técnicas estáticas (sobrecargas y las violaciones de límites de tensión) en un sistema eléctrico de potencia. El nuevo algoritmo realiza una búsqueda de las mejores acciones de control correctivas y preventivas, necesarias para devolver al sistema eléctrico a su estado normal de operación, en el que no hay restricciones técnicas. Para ello se parte de una población inicial de soluciones generadas de forma aleatoria, que van mejorando de forma iterativa mediante un algoritmo evolutivo que utiliza codificación real. La calidad de los individuos de la población se evalúa en cada iteración del algoritmo con una función de fitness que tiene en cuenta los principales atributos de cada solución: mejoras conseguidas en sobrecargas y violaciones de tensión, y el coste total de generación. ECPA aplica de manera secuencial los tres operadores característicos de un algoritmo evolutivo:

- Selección. Este operador escoge los mejores individuos de la población actual (progenitores) para generar la siguiente población, basándose para ello en el valor de la función de fitness. En ECPA se ha elegido la selección por torneos binaria por su simplicidad y eficiencia.
- Recombinación. La misión de este operador es obtener los individuos de la siguiente población (descendencia) a partir de los progenitores escogidos por el operador de selección. Se ha utilizado el operador de recombinación por equivalencias aleatorias RER, que combina a los progenitores de un modo sencillo para obtener la descendencia.
- Mutación. Este operador modifica al azar alguno de los individuos de la población para, de este modo, alcanzar zonas del espacio de búsqueda que podrían no estar cubiertas. Se han introducido perturbaciones gaussianas en los valores de las variables de control del algoritmo: potencia activa de los generadores, tensiones de consigna de los generadores y en el valor de las relaciones de transformación de los transformadores. Además, se contempla la posibilidad de sustituir uno de los generadores de la solución.

El proceso iterativo no se detiene hasta que, después de un número determinado de iteraciones, no se mejora el valor del fitness máximo de la población o se ha alcanzado un número máximo de ejecuciones predefinido.

Para validar el funcionamiento y el rendimiento de ECPA se han realizado simulaciones con el escenario del IEEE de 30 nudos, el escenario del IEEE de 118 nudos y un escenario

de 1982 nudos correspondiente al sistema eléctrico de potencia español. Los resultados numéricos confirman la efectividad del algoritmo ECPA. Por ejemplo, en el caso del cálculo de acciones de control correctivas para el escenario del IEEE de 30 nudos, la mejor solución encontrada por ECPA es más barata que las mejores soluciones publicadas en la literatura, empleando además un menor número de acciones de control. En el cálculo de acciones de control preventivas, los resultados obtenidos con el método propuesto sólo son superados por un método en el que se usan acciones de control adicionales. El problema de la solución de restricciones técnicas planteado en esta tesis tiene muy frecuentemente más de una solución óptima, incluso para un número máximo de acciones de control dado. Dada la naturaleza evolutiva del método propuesto, la población final contiene las mejores soluciones, no una única solución óptima. Este resultado es muy valioso para ayudar al operador del sistema en su proceso de toma de decisiones. En las simulaciones efectuadas para valorar el rendimiento de ECPA en el cálculo de las acciones de control preventivas con el escenario del IEEE de 118 nudos, se han obtenido menores costes de generación que los de las referencias empleadas para comparación, con un número mucho menor de acciones de control.

La carga computacional de ECPA en el escenario del IEEE de 30 nudos es similar a la de otros métodos que emplean computación evolutiva. En el escenario del IEEE de 118 nudos, el número de flujos de carga necesarios para obtener una solución sólo se incrementa ligeramente con respecto al obtenido para el escenario del IEEE de 30 nudos. Se ha aplicado también el nuevo método a un sistema eléctrico de potencia de tamaño realista, obteniéndose buenos resultados en tiempos de cálculo razonables, que permiten la aplicación de ECPA en los horizontes temporales de medio y largo plazo.

El método desarrollado permite fijar un número máximo de acciones de control. De este modo, la solución final que encuentra el algoritmo está acotada en tamaño. Al tratarse de una cota superior, si existiesen soluciones equivalentes con menor número de acciones de control, formarían parte de la población de soluciones con una alta probabilidad. Otra característica importante de las soluciones de ECPA es la resolución conjunta de las sobrecargas y las violaciones de tensión.

Índice general

	III
Agradecimientos	I
Resumen	V
Índice de tablas	XI
Índice de figuras	XIII
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema y motivación	2
1.2. Objetivos de la tesis	6
1.3. Estructura del documento	7
2. El problema de las restricciones técnicas	9
2.1. El contexto del problema de las restricciones técnicas	10
2.1.1. Introducción	10
2.1.2. La operación de un sistema eléctrico	11
2.1.3. Horizontes temporales	13
2.2. Los criterios de seguridad	18
2.2.1. Condiciones de seguridad sin contingencias	19
2.2.2. Condiciones de seguridad con contingencias	19
3. Estado del arte	23
3.1. Estructura de la revisión	24
3.2. Flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad	24

3.3.	Gestión de congestiones en entornos de mercado	30
3.4.	Despacho económico y <i>unit commitment</i>	32
3.5.	Cálculo independiente de acciones de control	34
3.6.	Planificación del sistema eléctrico	36
3.7.	Resumen de publicaciones revisadas	36
4.	ECPA: Evolución de acciones de control correctivas y preventivas	39
4.1.	Introducción a los algoritmos evolutivos	40
4.2.	Codificación de las soluciones	43
4.3.	Función de fitness	46
4.4.	Selección	50
4.5.	Recombinación	50
4.6.	Mutación	51
5.	Evaluación experimental	55
5.1.	Escenarios de prueba	56
5.2.	Definición de los experimentos	57
5.3.	Ajuste inicial de parámetros	60
5.4.	Resultados para acciones de control correctivas	63
5.5.	Resultados para acciones de control preventivas	66
5.6.	Rendimiento y escalabilidad del algoritmo	70
6.	Conclusiones y líneas futuras de trabajo	77
6.1.	Conclusiones	78
6.2.	Líneas de investigación futuras	81
	Listado de acrónimos	86
	Bibliografía	89

Índice de tablas

2.1. Sobrecargas máximas admisibles, en % sobre capacidad térmica.	20
2.2. Límites de tensión admisible, en kV	21
3.1. Publicaciones seleccionadas para resolución de OPF y SCOPF.	37
3.2. Publicaciones seleccionadas para gestión de congestiones en entornos de mercado.	37
3.3. Publicaciones seleccionadas para resolución de SCED y SCUC.	38
3.4. Publicaciones seleccionadas para cálculo independiente y planificación del sistema.	38
4.1. Ejemplo de solución con $N_g = 3$, $N_v = 2$ y $N_t = 2$	45
4.2. Resumen de características del algoritmo ECPA.	53
5.1. Principales características de los escenarios de prueba.	56
5.2. Parámetros del algoritmo evolutivo ECPA.	61
5.3. Valores óptimos de los parámetros enteros.	61
5.4. Valores óptimos de los parámetros reales.	61
5.5. Valores óptimos de los parámetros enteros en el SEP español.	62
5.6. Valores óptimos de los parámetros reales en el SEP español.	63
5.7. Valores iniciales y finales de las variables de control (IEEE 30 nudos). . . .	64
5.8. Costes de generación antes y después de aplicar las acciones correctivas (IEEE 30 nudos).	64
5.9. Influencia de los límites máximos del número de acciones de control co- rrectivas (IEEE 118 nudos).	65
5.10. Mejor solución con $\hat{N}_{gen} = 8$ y $\hat{N}_v = 5$ (IEEE 118 nudos).	66
5.11. Valores finales de las variables de control (IEEE 30 nudos).	67

5.12. Violaciones de límites antes de aplicar acciones de control preventivas 1/2 (IEEE 30 nudos).	68
5.13. Violaciones de límites antes de aplicar acciones de control preventivas 2/2 (IEEE 30 nudos).	69
5.14. Costes finales de generación después de aplicar acciones de control preven- tivas (IEEE 30 nudos).	69
5.15. Estado final de las variables de control (IEEE 118 nudos).	71
5.16. Número de evaluaciones del flujo de cargas (IEEE 30 nudos).	72
5.17. Número medio de evaluaciones del flujo de cargas (IEEE 118 nudos). . . .	72
5.18. Características de las simulaciones (SEP español).	73
5.19. Resultados para acciones de control correctivas (SEP español).	74
5.20. Mejores resultados para cálculo de acciones de control correctivas (SEP español).	74
5.21. Resultados para acciones de control preventivas (SEP español).	74
5.22. Mejores resultados para acciones de control preventivas (SEP español). . .	75

Índice de figuras

1.1. Estados del sistema eléctrico.	4
5.1. Escenario del IEEE de 30 nudos.	57
5.2. Escenario del IEEE de 118 nudos.	58
5.3. Escenario del sistema eléctrico español.	59
5.4. Convergencia de la función de fitness de una ejecución típica de ECPA (IEEE 118 nudos).	73

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se introduce el problema de las restricciones técnicas en un sistema de potencia, se definen los objetivos de este trabajo de investigación y se presenta la organización del documento.

1.1. Planteamiento del problema y motivación

Un sistema eléctrico de potencia consiste en un conjunto de medios de generación y unas redes de transporte y distribución de energía eléctrica que se gestionan de manera unitaria, y que permiten prestar el servicio del suministro de electricidad en los puntos de consumo cumpliendo unos requisitos de seguridad. Las infraestructuras que forman parte del sistema eléctrico de potencia introducen limitaciones que condicionan el transporte de energía eléctrica. Estas limitaciones afectan a la operación del sistema eléctrico y a las transacciones que se pueden realizar en los mercados de energía eléctrica, y son la causa de las restricciones técnicas, que se definen como los incumplimientos de los requisitos de seguridad [Ministerio de Industria, 1998a]. En el caso de España las restricciones técnicas se regulan en el procedimiento de operación 3.2 ([Ministerio de Industria, 2013]). Existen dos tipos fundamentales de restricciones técnicas [Crespo, 2004]:

- Restricciones técnicas dinámicas: se producen cuando, ante una perturbación, el sistema eléctrico de potencia no puede alcanzar un nuevo estado de equilibrio, en el que las variables eléctricas del sistema (tensiones y corrientes) permanecen estables y dentro de un rango de valores aceptables. En esta situación, se dice que el sistema es inestable. Las restricciones dinámicas no se tratan de forma específica en esta tesis.
- Restricciones técnicas estáticas: se producen cuando, en régimen permanente (cuando han desaparecido los términos transitorios de las tensiones y las corrientes tras una perturbación), las tensiones de los nudos de las redes de transporte o distribución o los flujos por las ramas están fuera de los límites definidos. En el caso de las violaciones de tensión en los nudos se podrán presentar sobretensiones, en el caso de que la tensión esté por encima de los valores máximos definidos, o subtensiones cuando las tensiones estén por debajo de los valores mínimos. Cuando los flujos de potencia por las ramas superan los valores máximos admisibles, se emplean los términos sobrecarga, congestión o violación de límites térmicos.

Desde el punto de vista de la seguridad, resulta útil clasificar los estados del sistema eléctrico de la siguiente forma:

- Estado normal: la energía se suministra con los niveles adecuados de tensión y frecuencia, y todos los elementos del sistema eléctrico funcionan dentro de sus límites térmicos [Dy Liacco, 1967]. No existe ninguna restricción técnica. Es más, en el estado normal estos criterios se cumplen también después de una contingencia, consistente en la pérdida de uno o más elementos del sistema de potencia.
- Estado de alerta: el sistema cumple con los mismos requisitos de seguridad expuestos en el estado normal, pero incumple alguno de los criterios en caso de contingencia [Gatta *et al.*, 2009]. Otros autores denominan a este estado *normal inseguro* [Maharana y Swarup, 2010].
- Estado de emergencia: no se cumplen los criterios de seguridad, incluso sin producirse contingencias.

Además, la normativa española [Ministerio de Industria, 1998a] define el estado de reposición como la situación que se caracteriza por la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema eléctrico (cero nacional), y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

Para determinar el estado en el que se encuentra un sistema eléctrico es preciso realizar previamente un análisis de seguridad, consistente en comprobar si se cumplen los criterios de seguridad tanto en ausencia como en presencia de contingencias. Se denominan acciones de control a todas las operaciones que es necesario realizar para devolver al sistema a su estado normal, una vez que lo ha perdido. Las acciones de control pueden ser de dos tipos, en función del estado de partida en el que se encuentre el sistema eléctrico de potencia:

- Acciones correctivas: el sistema parte del estado de emergencia, ya se están produciendo restricciones técnicas sin presencia de ninguna contingencia, y es preciso corregirlas para que el sistema regrese al estado normal.
- Acciones preventivas: el sistema está inicialmente en estado de alerta, únicamente se producen restricciones técnicas en caso de contingencia.

En la Fig. 1.1 se muestran los diferentes estados del sistema, y las acciones de control necesarias para pasar de uno a otro.

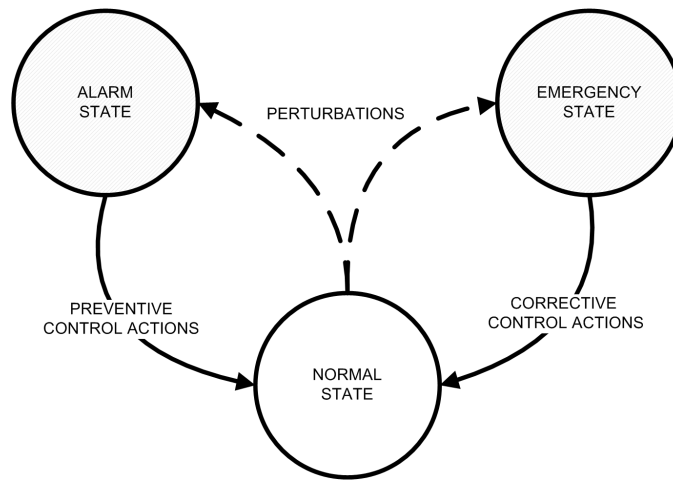


Figura 1.1: Estados del sistema eléctrico.

A continuación se enumeran las principales acciones de control que se realizan en los sistemas eléctricos de potencia:

- Cambio de la potencia activa de los generadores conectados al sistema. Se pueden modificar los flujos de potencia por las ramas del sistema y aliviar sobrecargas.
- Cambio de la tensión de consigna de los generadores. De este modo se pueden solucionar sobretensiones y subtensiones, y se pueden modificar los flujos de potencia reactiva.
- Ajuste de los cambiadores de tomas de los transformadores. Con esta acción de control se pueden modificar tensiones y reducir sobretensiones y subtensiones.
- Conexión y desconexión de elementos de control de tensión: reactancias y condensadores. De este modo se pueden corregir problemas de tensión.
- Cambios topológicos. Aperturas y cierres de interruptores y seccionadores que permiten modificar la topología de las redes de transporte y distribución, y aliviar tanto sobrecargas como problemas de tensión.
- Ajuste del ángulo de cambiadores de fase. Con esta medida se pueden modificar los flujos por las ramas de las redes, para aliviar sobrecargas.

- Empleo de dispositivos FACTS¹. Con estos dispositivos se pueden cambiar flujos de potencia activa y reactiva, aliviando sobrecargas y problemas de tensión.
- Deslaste de carga. Cuando no hay más acciones de control disponibles, y como último recurso, la desconexión de algunos consumos del sistema de potencia se puede emplear como acción de control.

Entre este amplio abanico de posibilidades, en esta tesis se van a considerar los redespachos de potencia activa, los cambios de tensión de consigna de los generadores y el ajuste de los cambiadores de tomas de los transformadores.

El problema de las restricciones técnicas existe desde el comienzo de la explotación comercial de los sistemas eléctricos de potencia, en las últimas décadas del siglo XIX [Kundur, 1994], y continúa siendo una cuestión objeto de investigación en la actualidad. La complejidad del problema, motivada principalmente por la falta de linealidad, los múltiples objetivos técnicos y económicos que es preciso optimizar y la gran cantidad de restricciones que es preciso considerar, justifican por si mismos el hecho de que esta línea de investigación continúe abierta actualmente. A continuación se resumen algunas de las limitaciones identificadas en los modelos que se han publicado hasta la fecha, identificadas durante la revisión del estado del arte:

- Las restricciones técnicas de tensiones y las sobrecargas se tratan de forma desacoplada. Las acciones de control preventivas y correctivas que se toman para solucionar el problema de tensiones pueden afectar al problema de las sobrecargas y viceversa.
- En la mayoría de casos en los que se tratan todos los tipos de restricciones técnicas de forma conjunta, los ejemplos de aplicación presentados corresponden a sistemas pequeños. Es necesario demostrar la viabilidad de los modelos en sistemas de tamaño medio y grande.
- Las soluciones que dan la mayoría de los algoritmos analizados presentan un bajo grado de realismo. Aunque matemáticamente puede tener sentido, desde un punto de vista práctico no es factible, por ejemplo, el movimiento de un número elevado de generadores para solucionar una única sobrecarga.

¹Del inglés *Flexible AC Transmission Systems*.

- Se ofrecen soluciones únicas para resolver las restricciones técnicas, normalmente como resultado de un proceso de optimización. En general, para un problema de esta complejidad existen muchas soluciones factibles, y es preferible que se ofrezcan múltiples soluciones de buena calidad, para que sean los expertos quienes tomen la decisión final. No es necesario encontrar la solución óptima, es más útil proponer un conjunto de soluciones subóptimas, que ayuden en el proceso de toma de decisiones.

Por estos motivos, está justificado el análisis de nuevos enfoques algorítmicos que ayuden a superar las limitaciones citadas. En la siguiente sección se presentan los objetivos de esta tesis.

1.2. Objetivos de la tesis

El objetivo principal de esta tesis es introducir un nuevo algoritmo que permita obtener las acciones de control necesarias para devolver a un sistema eléctrico de potencia a su estado normal de operación desde cualquier otro estado. En línea con las limitaciones identificadas en la sección anterior, este algoritmo deberá ser capaz de:

- Calcular las acciones de control correctivas y preventivas necesarias para devolver al sistema eléctrico a su estado normal de funcionamiento.
- Obtener múltiples soluciones válidas para solucionar el problema, de modo que el operador pueda escoger la más adecuada en cada caso.
- Limitar el número máximo de acciones de control, convirtiendo este número en un parámetro del algoritmo.
- Resolver de forma conjunta sobrecargas, subtensiones y sobretensiones.
- Analizar sistemas eléctricos de tamaño realista.

Una vez expuestos los objetivos fundamentales de la tesis, en la siguiente sección se muestra la organización de los contenidos de este documento.

1.3. Estructura del documento

Esta tesis contiene seis capítulos cuyo contenido se resume a continuación: El capítulo 2 describe el problema de las restricciones técnicas en los sistemas de potencia, introduciendo para ello los requisitos de seguridad y funcionamiento establecidos por la legislación española, y los distintos ámbitos temporales en los que se pueden presentar. En el capítulo 3 se realiza una revisión bibliográfica de las metodologías existentes para la resolución de restricciones técnicas estáticas en sistemas de potencia. Se incluye una revisión sistemática de las publicaciones más relevantes que tratan el cálculo de acciones de control correctivas y preventivas, prestando atención de forma especial a los resultados obtenidos en los escenarios empleados. En el capítulo 4 se incluye una introducción general a los algoritmos evolutivos, se realiza el planteamiento formal del problema, y se explica la metodología de resolución de restricciones técnicas que se propone en esta tesis: el algoritmo evolutivo ECPA (*Evolution of Corrective and Preventive Actions*). En el capítulo 5 se demuestra la eficacia del algoritmo ECPA en la resolución de restricciones técnicas. Para ello se utilizan escenarios que permiten establecer comparaciones con resultados ya publicados en la literatura. Para comprobar el funcionamiento de ECPA en sistemas de tamaño realista, se incluyen en esta tesis los resultados obtenidos en el sistema eléctrico español. Las principales conclusiones obtenidas en esta tesis, así como las aportaciones originales, y algunas sugerencias para la continuación de estos trabajos se presentan en el capítulo 6.

Capítulo 2

El problema de las restricciones técnicas

Las restricciones técnicas surgen en el contexto de la operación de los sistemas eléctricos de potencia. En este capítulo se va a introducir el concepto de operación del sistema eléctrico, los diferentes horizontes temporales en los que se presentan las restricciones técnicas, que requerirán de enfoques y soluciones diferentes. Se describirán también los criterios de seguridad y funcionamiento de un sistema eléctrico, usando como ejemplo el sistema eléctrico español.

2.1. El contexto del problema de las restricciones técnicas

2.1.1. Introducción

La gestión de las restricciones técnicas en sistemas de potencia ha evolucionado significativamente desde 1988. En ese año, casi todas las empresas eléctricas del mundo operaban de modo centralizado, y existía una autoridad que controlaba la generación y el transporte de energía eléctrica en cada zona geográfica. Una vez que este modelo monopolista fue criticado por su falta de eficiencia, y después de experiencias satisfactorias en los procesos de liberalización de sectores como la aviación y las telecomunicaciones, Reino Unido fue el primer país que introdujo la liberalización del sector eléctrico. El ejemplo fue seguido poco después por Noruega, Australia, Nueva Zelanda y Estados Unidos en 1992.

En España el mercado eléctrico comenzó a funcionar en 1998. Si el modelo centralizado de 1988 se caracterizaba por su sencillez (y por su ineficiencia y falta de transparencia, según otros), en el nuevo escenario liberalizado la característica clave, que afecta directamente a la gestión de las restricciones técnicas, es la heterogeneidad, cada país ha adoptado un modelo de gestión diferente.

En [Christie *et al.*, 2000] se plantea una cuestión clave: ¿Por qué hay tantas diferencias en las implementaciones que han hecho los países de sus mercados liberalizados de electricidad? Esta pregunta tiene sentido, especialmente porque el objetivo básico de proporcionar energía que se compra y se vende en un mercado competitivo es el mismo en todos los países. Los modelos de gestión del sistema eléctrico liberalizado se pueden clasificar en tres grupos:

- Gestión con flujos de carga óptimos. Empleado en muchos países, entre ellos España.
- Empleo de precios nodales. Es el modelo actual en los países nórdicos.

- Modelo basado en transacciones. Empleado en algunas zonas de Estados Unidos.

En cualquiera de estos tres modelos es necesario abordar el problema de la resolución de restricciones técnicas, no existe consenso sobre si alguno de ellos es mejor que los demás, en [Christie *et al.*, 2000] se profundiza sobre las ventajas e inconvenientes de cada uno. Para completar el contexto en el que aparecen las restricciones técnicas, en la siguiente sección se efectúa una introducción a la operación de un sistema eléctrico de potencia.

2.1.2. La operación de un sistema eléctrico

La operación de un sistema eléctrico es el proceso que garantiza las condiciones técnicas para que la energía eléctrica fluya continuamente desde los generadores hasta los puntos de consumo. EL operador del sistema es la organización encargada de realizar la operación del sistema eléctrico. Debe emitir las instrucciones de operación al sistema de producción y transporte con el fin de garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico. Para hacer frente a las variaciones de la demanda y la falta de disponibilidad de los generadores, se programan la producción y los intercambios internacionales. Además, es preciso emitir consignas de operación a los elementos de la red de transporte para que las variables de control (tensión, flujos de potencia y frecuencia) permanezcan dentro de los márgenes de seguridad establecidos en la normativa vigente [Ministerio de Industria, 1998a]. En un sistema eléctrico se verifica en todo momento la existencia del siguiente balance energético: la energía generada E_g es igual a la energía consumida E_c , más las pérdidas E_p en las redes de transporte y distribución:

$$E_g = E_c + E_p. \quad (2.1)$$

El equilibrio entre generación y demanda se logra haciendo que la potencia de los generadores se adecue a la demanda en cada instante, en sus aumentos y en sus disminuciones. Esto se consigue de varios modos:

- En primer lugar, la interconexión con sistemas eléctricos vecinos permite que las variaciones bruscas entre generación y demanda sean compensadas en muy poco tiempo.
- En segundo lugar, la capacidad de regulación y la velocidad de respuesta de los generadores es elevada, sobre todo en grandes sistemas, donde la inercia de las máquinas

hace posible que las variaciones de demanda no originen grandes cambios en las variables de control de la red, dando tiempo a los equipos de regulación a actuar sin que se vea afectada la calidad del servicio.

La característica básica de un sistema eléctrico que está en equilibrio es que su frecuencia ¹ se mantiene constante, dentro de un rango muy limitado de variación admisible. Cuando se rompe el equilibrio generación-demanda, la frecuencia sube si hay un exceso de generación, y baja si hay un exceso de consumo. En este principio se basa la regulación frecuencia-potencia.

Los generadores emplean los siguientes sistemas de regulación automática para recuperar el equilibrio generación-demanda definido en la ecuación (2.1):

1. La regulación primaria, que es la respuesta individual de cada generador cuando se detectan variaciones de la potencia de consigna ² o cambios en la velocidad de la máquina accionante. Para desvíos de frecuencia inferiores a 100 *mHz* el desequilibrio debe estar corregido en menos de 15 segundos, y para desvíos de frecuencia de hasta 200 *mHz* el tiempo de respuesta variará linealmente entre 15 y 30 segundos, según se establece en [Ministerio de Industria, 1998d]. Si los generadores sólo estuvieran dotados de este control primario, al recuperar el nuevo punto de equilibrio generación-demanda, el sistema quedaría funcionando a una frecuencia distinta de la original. Por ello debe establecerse un segundo modo de control, que restablezca la condición inicial: la regulación secundaria.
2. La regulación secundaria, más lenta que la primaria, permite recuperar el valor establecido de frecuencia y los intercambios de energía deseados entre las distintas áreas del sistema, actuando tras un proceso de comprobación de parámetros de la red y comparación con los puntos de ajuste, en el que interviene la respuesta de otras áreas de regulación. Se trata, por lo tanto, de una regulación compartida, cuyo tiempo de actuación se extiende desde los 20 segundos a los 15 minutos. Para esta segunda regulación, que responde normalmente a variaciones importantes de consumo, se

¹El concepto de frecuencia de un sistema eléctrico se refiere al número de veces que se repite la onda periódica de tensión, o intensidad, por segundo. En España, el valor nominal de la frecuencia es de 50 hercios (50 repeticiones por segundo).

²La potencia de consigna es el valor preestablecido de potencia que el generador debe aportar a la red durante un periodo de tiempo.

requiere una reserva de potencia adicional en los generadores que están en funcionamiento: la reserva secundaria. A la hora de retribuir este servicio se tienen en cuenta dos conceptos diferentes: la disponibilidad de las centrales generadoras para proporcionar regulación secundaria (banda de regulación secundaria) y la utilización real del servicio (energía de regulación secundaria).

3. La regulación terciaria. Cuando se utiliza la reserva secundaria es necesario establecer un mecanismo para su recuperación, a más largo plazo. De esta forma el sistema contará siempre con la reserva secundaria suficiente para poder cubrir las nuevas modificaciones que se produzcan en la demanda. Esta recuperación de la reserva secundaria constituye la regulación terciaria, que se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar un generador en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede mantener por un tiempo mínimo de 2 horas.

2.1.3. Horizontes temporales

Las restricciones técnicas en un sistema de potencia se deben considerar en diferentes alcances temporales. Para que el operador del sistema pueda garantizar el equilibrio generación-demanda y el cumplimiento de todos los requisitos de seguridad en un cierto sistema eléctrico, existen todo un conjunto de procesos que comienzan años atrás con la planificación del sistema eléctrico, y que terminan en el presente con la operación del sistema eléctrico en tiempo real. A continuación se van a describir estos procesos con dos objetivos claros:

- Ubicar la gestión de las restricciones técnicas en los mismos.
- Determinar en qué casos es útil el tratamiento independiente de las restricciones técnicas.

Largo plazo

En el largo plazo, las restricciones técnicas se tienen en cuenta durante el proceso de planificación de la red de transporte, precisamente para diseñar un sistema eléctrico en el futuro en el que el efecto de las restricciones en la operación y el sobrecoste introducido sean lo más bajos posible. La planificación consiste en la definición y priorización de un conjunto de actuaciones futuras que abarcan:

1. Construcción de nuevas subestaciones, líneas y transformadores.
2. Repotenciación de líneas existentes, es decir, aumento de su capacidad de transporte.
3. Instalación de nuevos elementos de compensación de potencia reactiva (condensadores y reactancias) para control de tensiones, y de sistemas de transmisión flexible de corriente alterna o FACTS.
4. Selección de configuraciones de subestaciones futuras y existentes, para garantizar que no se superan los valores máximos admisibles de corrientes de cortocircuito en los nudos de la red.

La planificación tiene entre sus objetivos el mantenimiento de un adecuado nivel de conexión entre producción y demanda, así como garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico al menor coste posible para los consumidores, todo ello de manera compatible con el respeto al medio ambiente. El proceso de la planificación de la red de transporte está sujeto a numerosas incertidumbres, relacionadas con la generación, la demanda, la incorporación al sistema de las instalaciones de transporte, los retrasos en la obtención de licencias y permisos, las restricciones medioambientales, los aspectos sociales y políticos que promueven cambios regulatorios, los cambios en la percepción de las instalaciones y el sistema eléctrico y las oposiciones locales o regionales a la construcción de nuevos elementos de la red. Además, por su cada vez mayor relación con la electricidad, en la planificación de la red de transporte deben considerarse las incertidumbres relacionadas con las infraestructuras gasistas así como la disponibilidad de gas para la generación de los ciclos combinados en las horas punta y la presencia cada vez mayor de la generación eólica y solar. Para planificar la red de transporte se han de abordar las siguientes etapas:

1. Adopción de una metodología y criterios de planificación.
2. Desarrollo de herramientas y algoritmos de planificación que cumplan con los criterios de planificación establecidos.
3. Aplicación de la metodología adoptada y obtención de resultados.

Para poder contemplar las diferentes fuentes de incertidumbre es conveniente el empleo de modelos multiescenario, en los que se construyen multitud de escenarios resultantes de la combinación de las variables que originan la incertidumbre. Posteriormente se evalúan

las restricciones técnicas en cada uno de ellos para seleccionar los más adecuados, como se muestra en [De Dios y Martin, 2006]. En este entorno multiescenario se seleccionarán aquellas alternativas de red de transporte que cumplan adecuadamente con un conjunto de requisitos (mínimos costes y pérdidas, máxima seguridad y fiabilidad). El gran tamaño del espacio de posibles soluciones, unido a la complejidad de la evaluación de cada una de ellas, hace que el proceso de selección de escenarios óptimos sea inabordable con búsquedas exhaustivas clásicas. Por otro lado, la implementación de metodologías que ayuden a mejorar las soluciones finales de forma iterativa, y que faciliten la selección, no de una única alternativa óptima, sino de un conjunto de ellas que satisfagan razonablemente los diferentes requisitos (a menudo contrapuestos), supone una inestimable ventaja para los planificadores de la red.

Medio plazo

Con respecto al medio plazo, las restricciones técnicas son un elemento fundamental a considerar en los procesos de cobertura de la demanda que el operador del sistema realiza con horizontes temporales semanales, mensuales y anuales. En dichos procesos, además de proporcionar el suministro de energía a la totalidad de los consumidores conectados al sistema eléctrico a un coste óptimo, es preciso asegurarse de que, con la red disponible, el efecto de las restricciones técnicas va a ser el menor posible. Para este fin, el operador del sistema construye escenarios del sistema eléctrico que incluyen todas las previsiones de generación, demanda, evolución de la red de transporte e indisponibilidades. Estos escenarios son empleados para realizar un análisis de seguridad, que permite identificar las restricciones técnicas que aparecen y calcular las acciones de control necesarias para mitigarlas. Evidentemente el grado de incertidumbre presente en los escenarios del sistema de potencia se va reduciendo a medida que se reduce el horizonte temporal. En un escenario anual existen incertidumbres muy fuertes sobre la disponibilidad de los combustibles de los generadores, la hidráulica, la eólica, la climatología y los aspectos regulatorios, que se van reduciendo en los horizontes mensuales y semanales. Los programas semanales de operación del sistema eléctrico son el punto de partida para la elaboración de los programas diarios, en los que las principales fuentes de incertidumbre están muy acotadas, y son la falta de firmeza de la generación de origen renovable, y las indisponibilidades no previstas de los elementos del sistema eléctrico (generadores y líneas fundamentalmente). Si en el proceso de planificación el proceso de análisis de restricciones técnicas se podía realizar

de forma independiente en cada escenario, en el proceso de elaboración de los programas semanales y diarios es preciso considerar de forma conjunta todas las horas, puesto que existen acoplamientos que condicionan las soluciones óptimas:

- En sistemas eléctricos no liberalizados con costes de generación reconocidos por el regulador, los costes de arranque y parada de los generadores, así como las limitaciones técnicas de rampa de potencia de subida y bajada de los mismos, provocan que el programa óptimo mensual, semanal o diario se tenga que buscar a partir de un proceso de optimización del periodo completo, en el que es conveniente considerar simultáneamente las restricciones técnicas.
- En sistemas eléctricos liberalizados en los que hay un sistema de mercado implantado, también existe un fuerte acoplamiento entre todas las horas del día, y por tanto es recomendable que las restricciones técnicas se traten considerando este factor.

Corto plazo

En el ámbito temporal del corto plazo (un día), el operador del sistema elabora cada día (D) los programas de generación vigentes para el día siguiente ($D + 1$). Existen muchas posibilidades de abordar el problema de la identificación y la resolución de restricciones técnicas, pero en todos los casos estos dos procesos están embebidos en otro que se denomina habitualmente programación de la generación. Se pueden destacar las siguientes alternativas de tratamiento de las restricciones técnicas en el corto plazo:

- En sistemas eléctricos no liberalizados la programación de la generación se realiza habitualmente empleando algoritmos UC (*Unit Commitment*) y ED (*Economic Dispatch*). Los primeros permiten obtener un programa óptimo de generación, es frecuente minimizar costes de generación y pérdidas en la red de transporte, que cubre la demanda prevista del sistema para el día siguiente mediante el acoplamiento y desacoplamiento de los generadores disponibles en el sistema. Los segundos realizan una función similar pero sin conectar y desconectar los generadores. En ambos casos el tratamiento de las restricciones técnicas se puede efectuar de forma integrada en el proceso, o desacoplada del mismo. En el caso de que el tratamiento se realice de forma integrada, los algoritmos empleados para la obtención de los programas óptimos

de generación, que incluyen la resolución de las restricciones técnicas, se denominan SCUC (*Security Constrained Unit Commitment*) y SCED (*Security Constrained Economic Dispatch*).

- En los sistemas liberalizados en los que existe un mercado eléctrico en funcionamiento también se pueden presentar los dos casos (tratamiento de restricciones integrado o desacoplado). Existen mecanismos de mercado que integran expresamente las restricciones técnicas en la asignación de las transacciones (operaciones de compra y venta de energía), como el modelo de precios nodales. En este modelo el precio al que la generación es retribuida, y que debe ser pagado por la demanda, es determinado en cada nodo, considerando desde el principio del proceso las restricciones técnicas presentes en dichos nodos. En aquellos sistemas liberalizados en los que no se integra la gestión de las restricciones técnicas en el proceso de casación, los principales mecanismos empleados en la actualidad son los siguientes:
 1. Redespacho. El operador del sistema modifica la casación inicial mediante redespachos de generación, consistentes en modificaciones de las potencias de los generadores, para eliminar o minimizar las restricciones técnicas.
 2. Bloqueo de transacciones. Las transacciones de energía que dan lugar a congestiones se eliminan o se limitan, teniendo en cuenta un conjunto de reglas de precedencia que se han establecido con anterioridad.
 3. Método de subasta. En este caso se incorporan mecanismos de mercado para la resolución de las restricciones técnicas. Las subastas pueden ser de dos tipos: explícitas o implícitas. En las subastas implícitas se oferta a los agentes del mercado la capacidad de intercambio de energía disponible ATC (*Available Transmission Capability*). Las ofertas presentadas por los agentes se ordenan de mayor a menor y se asigna la capacidad disponible hasta completarse. En este mecanismo de subasta existe una separación entre la capacidad de intercambio y la energía transmitida. En las subastas implícitas no existe esta separación, los agentes del mercado ofertan energía a un precio que ya incluye el uso de la interconexión, y el proceso se detiene cuando se alcanza la capacidad de intercambio disponible.
 4. Recompra de energía. En este método, también denominado *counter-trading*, el operador del sistema acude a las ofertas presentadas por los agentes del mercado

a un lado y otro de una interconexión congestionada, comprando y vendiendo la energía necesaria para eliminar la congestión.

Tiempo real

Aunque se resuelvan adecuadamente las restricciones técnicas en los horizontes temporales anteriormente descritos, se pueden presentar situaciones no previstas que den lugar a nuevas restricciones técnicas que deben solucionarse lo antes posible para devolver el sistema eléctrico a su estado normal de operación. Entre estas situaciones se pueden destacar las siguientes:

- Desvíos en las previsiones. Si la previsión de la demanda o la previsión de generación de energía de origen renovable contiene mucho error en el corto plazo, será necesario realizar acciones de control lo antes posible que permitan mantener el equilibrio generación-demanda en todo momento.
- Desconexión fortuita de elementos del sistema de potencia. La desconexión de líneas, indisponibilidades de generadores, transformadores, reactancias, condensadores y en general cualquier elemento que forme parte del sistema eléctrico, pueden dar lugar a un incumplimiento de los criterios de seguridad y por tanto a una restricción técnica.
- Incumplimiento de los programas de generación o de las interconexiones internacionales. En este caso se introduce también un desequilibrio generación-demanda que debe ser tratado mediante acciones de control.

Una de las funciones integradas en los sistemas de control que emplea el operador del sistema es el análisis de seguridad, que monitoriza de forma continua el cumplimiento de los criterios de seguridad que se introducen en la siguiente sección.

2.2. Los criterios de seguridad

En esta sección se van a describir, a modo ilustrativo, los criterios de seguridad para el sistema eléctrico español que están descritos en las siguientes normativas: [Ministerio de Industria, 1998a], [Ministerio de Industria, 1998b] y [Ministerio de Industria, 1998c]. Dado que estos criterios pueden variar en otros sistemas eléctricos antes de proceder a la aplicación de los métodos de resolución de restricciones técnicas, es preciso que estén definidos

con precisión porque constituyen un dato de entrada fundamental para los análisis de seguridad y para el cálculo de las acciones de control. Se distinguen dos situaciones, según exista alguna contingencia o no en el sistema eléctrico, que se describen a continuación.

2.2.1. Condiciones de seguridad sin contingencias

En ausencia de contingencias, se puede afirmar que no existe ninguna restricción técnica en el sistema eléctrico peninsular español si se cumplen las siguientes condiciones:

- La tensión en todos los nudos del sistema se mantiene, con carácter general, entre 390 y 420 kV para la red de 400 kV, y entre 205 y 245 kV para la red de 220 kV. Para ciertos casos, estos límites de tensión se pueden modificar en función de características particulares de la red, según establezca el operador del sistema.
- Los flujos por las ramas (líneas y transformadores) así como por la aparamenta (seccionadores, interruptores, transformadores de intensidad, bobinas de bloqueo, etc) no superan las capacidades térmicas definidas para las diferentes épocas del año.
- La frecuencia se mantiene dentro de los límites establecidos en los acuerdos con los sistemas eléctricos de países vecinos. La frecuencia nominal en España es de 50 Hz y se considera inadmisibles que este valor sea mayor de 50,15 Hz, o menor de 49,85 Hz. El valor de la variable frecuencia está relacionado con las restricciones técnicas dinámicas, que, como se mencionó en 1.1, no se tratan específicamente en esta tesis.

2.2.2. Condiciones de seguridad con contingencias

Cuando se produce el fallo de un único elemento del sistema eléctrico (fallo simple o $N - 1$), se debe verificar lo siguiente:

- No se producen cortes de suministro.
- Líneas. Se admite una sobrecarga temporal máxima del 15 % de la capacidad térmica estacional, por un tiempo no superior a 20 minutos.
- Transformadores. Se admite una sobrecarga máxima del 10 % de su capacidad térmica estacional, exclusivamente en invierno.

- Nudos. En la red de 400 kV la tensión no bajará de 380 kV, y no subirá de 435 kV. En la red de 220 kV, la tensión no bajará de 205 kV, y no subirá de 245 kV.

Cuando se produce el fallo de una línea de doble circuito (fallo doble o $N - 2$), se debe cumplir lo que sigue:

- Suministro. No se producen cortes de suministro.
- Líneas. Se admite una sobrecarga temporal con un valor no superior al 15 % de la capacidad térmica estacional.
- Transformadores. Se admiten sobrecargas del 20 % durante los meses de Noviembre, Enero, Febrero y Marzo, del 10 % en Junio, Julio y Agosto, y del 15 % el resto de los meses.
- Nudos. En la red de 400 kV la tensión no bajará de 375 kV, y no subirá de 435 kV. En la red de 220 kV, la tensión no bajará de 200 kV, y no subirá de 245 kV.

Se establece un criterio adicional de seguridad consistente en que no se producirán cortes de mercado en una zona eléctrica determinada al producirse el fallo simultáneo del mayor generador de dicha zona y de una línea de interconexión de la zona con el resto del sistema eléctrico.

En las Tablas 2.1 y 2.2 se muestran los criterios de seguridad expuestos anteriormente.

Tabla 2.1: Sobrecargas máximas admisibles, en % sobre capacidad térmica.

Elemento	N	N-1	N-2
Líneas	100	115	115
Transformadores (verano)	100	100	110
Transformadores (invierno)	100	110	120
Transformadores (resto)	100	100	115

Tabla 2.2: Límites de tensión admisible, en kV .

	N		N-1		N-2	
Elemento	V_{min}	V_{max}	V_{min}	V_{max}	V_{min}	V_{max}
Nudos 400 kV	390	420	380	435	375	435
Nudos 220 kV	205	245	205	245	200	245

Capítulo 3

Estado del arte

En este capítulo se incluye una revisión sistemática de las metodologías empleadas en la resolución de restricciones técnicas en sistemas eléctricos de potencia. El objetivo fundamental es determinar el estado de la cuestión en la literatura, para servir de base al resto de la investigación desarrollada en esta tesis. Otro objetivo es conocer los resultados de la aplicación de dichas metodologías para resolver el problema, con objeto de identificar las ventajas y limitaciones de cada método, para tener en cuenta las dificultades encontradas en investigaciones anteriores.

3.1. Estructura de la revisión

El problema de la resolución de restricciones técnicas (o, indistintamente, el cálculo de acciones de control) se resuelve en muchos trabajos conjuntamente con otros problemas del sistema de potencia, habitualmente planteando un problema de optimización en el que la solución buscada debe cumplir el conjunto de restricciones técnicas especificadas. Existen varios enfoques a la hora de afrontar la organización de los trabajos sobre resolución de restricciones técnicas: según el método utilizado, el problema que se intenta resolver, etc. En esta tesis las referencias se han agrupado atendiendo a la clase de problema de optimización que se plantea resolver, resultando los siguientes grupos:

- Flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad.
- Gestión de congestiones en entornos de mercado.
- Despacho económico y unit commitment con restricciones de seguridad.
- Cálculo independiente de acciones de control.
- Planificación del sistema eléctrico.

A continuación se describen cada uno de estos grupos con detalle.

3.2. Flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad

El flujo de cargas óptimo es el problema tratado con más frecuencia en la literatura en la que se modelan las restricciones técnicas. Se trata de optimizar una función objetivo (generalmente minimización de costes de generación y pérdidas en la red de transporte), y

un conjunto de restricciones de igualdades (ecuaciones del flujo de cargas) y desigualdades (límites operativos de seguridad en estado normal y/o en contingencia). Si se trata únicamente de calcular acciones de control correctivas, el problema que se plantea es un flujo de cargas óptimo OPF (*Optimal Power Flow*), y si se necesita también calcular acciones de control preventivas, el problema formulado es el flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad SCOPF (*Security Constrained Optimal Power Flow*), que se puede considerar una generalización de OPF.

SCOPF es un problema de optimización a gran escala, no lineal y no convexo. Si el objetivo es calcular acciones de control correctivas el problema que se plantea es CSCOPF (*Corrective Security Constrained Optimal Power Flow*) y si se trata de calcular acciones de control preventivas se plantea un problema PSCOPF (*Preventive Security Constrained Optimal Power Flow*). En ambos casos se trata de recuperar el estado normal del sistema eléctrico de potencia, sin importar el estado previo (alerta o emergencia). Los métodos de resolución de SCOPF se pueden clasificar en dos grupos:

- Métodos acoplados: SCOPF se trata como un problema de optimización de gran tamaño, donde la dimensión del problema es proporcional al número de contingencias consideradas, por lo que el principal inconveniente de estas técnicas es su elevada carga computacional.
- Métodos desacoplados: el problema principal se divide en dos subproblemas independientes (uno maestro que representa el caso pre-contingencia, y otro esclavo que representa las situaciones post-contingencia) y se va iterando e intercambiando información entre ellos hasta alcanzar la solución óptima. Como ejemplos de descomposiciones relevantes empleadas en la literatura se pueden citar las siguientes:
 - Descomposición generalizada de Benders [Benders, 1962].
 - Descomposición de Dantzig-Wolfe [G.B. Dantzig, 1959].
 - Descomposición de Talukdar-Giras [S.N. Talukdar, 1983].

El principal inconveniente de estas técnicas es que su convergencia no está garantizada cuando se emplean flujos de carga en corriente alterna, y empleando únicamente flujos de carga en continua no se pueden tratar las restricciones técnicas de tensión (sobretensiones y subtensiones).

En [Capitanescu *et al.*, 2011] se proporciona una revisión completa del estado del arte en este campo. Los principales retos identificados con las técnicas disponibles son los siguientes: la necesidad de reducir el tamaño del problema, la necesidad de soluciones con un número limitado de acciones de control, la inclusión de restricciones técnicas de estabilidad dinámica en el problema de optimización, el manejo de variables de control discretas y el tratamiento del creciente nivel de incertidumbre debido al incremento de las fuentes de energía intermitentes.

La necesidad de reducir el tamaño del problema ha sido tratada ampliamente en la literatura. A continuación se describen algunos de los trabajos más relevantes en este sentido: en [Bouffard *et al.*, 2005] se publica un método de selección de un subconjunto de contingencias que los autores denominan paraguas, cuya evaluación es prácticamente equivalente a la evaluación de la totalidad de las contingencias. El objetivo es emplear este subconjunto en lugar del conjunto total, para ahorrar coste computacional, comprometiendo lo menos posible la precisión del análisis de contingencias. El concepto de contingencias paraguas se ilustra en un caso de prueba de 3 nudos. En [Chen y McCalley, 2005] se muestra un nuevo método de selección de la lista de contingencias a evaluar en los análisis de seguridad estática en tiempo real, alternativo al clásico $N - 1$. El modelo demuestra ser capaz de capturar contingencias críticas del tipo $N - 2$. El número de contingencias evaluadas se elige de forma proporcional al tamaño del sistema eléctrico. Su efectividad se demuestra en el escenario del IEEE RTS, de 96 nudos. En [Amjady y Esmaili, 2005] se propone un método de selección de contingencias basado en un análisis de sensibilidad y en el cálculo de los autovalores del sistema de potencia considerado. El método da como resultado un conjunto de contingencias clasificadas en función de la severidad de los problemas de tensión causados por cada contingencia. Se prueba su efectividad en dos sistemas eléctricos de 17 y 397 nudos, comparando los resultados de los análisis de las contingencias seleccionadas frente a los resultados empleando todas las contingencias y obteniendo una precisión aceptable.

[Alsac y Stott, 1974] es uno de los primeros trabajos en los que se resuelve completamente, y de forma exacta, un problema SCOPF. El algoritmo desarrollado puede usarse tanto para operación como para planificación del sistema eléctrico. El método empleado es una extensión de la metodología desarrollada por Dommel y Tinney para resolver el problema OPF en [H. W. Dommel, 1968], que incluye las restricciones de seguridad. El método se aplica al escenario del IEEE de 30 nudos, con buenos resultados.

En [Monticelli *et al.*, 1987] se resuelve un SCOPF mediante la descomposición de Benders generalizada GBD. El modelo se valida en el escenario del IEEE de 118 nudos. El método demuestra ser muy flexible, aunque como ya se ha mencionado la convergencia de los algoritmos GBD se puede demostrar únicamente cuando el espacio de búsqueda es convexo, y esto no se puede probar cuando se emplean algoritmos de flujo de cargas en corriente alterna.

En [Yokoyama *et al.*, 1988] se calculan acciones de control correctivas, planteando un problema de optimización OPF, pero considerando múltiples funciones objetivo (técnicas, económicos y de seguridad) de forma simultánea. Para la resolución del problema planteado los autores proponen un algoritmo genético multiobjetivo MOGA (*Multiobjective Genetic Algorithm*), capaz de interactuar con un operador que selecciona la mejor solución a las restricciones técnicas. El modelo se valida con el escenario del IEEE de 30 nudos, obteniendo un rendimiento razonable. Las técnicas multiobjetivo han evolucionado en las décadas posteriores a la publicación de este trabajo, como se puede comprobar en [Deb *et al.*, 2002] donde se presenta un algoritmo evolutivo capaz de optimizar funciones multiobjetivo, que supera los principales inconvenientes que se habían identificado hasta el momento: disminuye el coste computacional, es elitista (conserva siempre el mejor individuo de cada población que evoluciona) y precisa un número de parámetros menor que los algoritmos disponibles. Este algoritmo se compara con otros empleando para ello un conjunto de funciones de test, y definiendo dos índices específicos: uno para medir la convergencia del algoritmo y otro que tiene en cuenta el grado de diversidad del espacio de soluciones.

En [Strbac *et al.*, 1998] se presenta un método de cálculo para elegir la combinación adecuada de acciones de control correctivas y preventivas. Se usa un algoritmo híbrido basado en descomposición GBD y Branch&Bound, y se valida el método en el escenario del IEEE RTS de 24 nudos. Como novedad con respecto a otros trabajos, se tiene en cuenta la posibilidad de gestionar la demanda como una acción de control adicional. Otra aportación significativa de este trabajo es que se pueden obtener soluciones más económicas cuando se calculan acciones de control preventivas, si se tienen en cuenta las acciones de control correctivas de forma simultánea.

En [Lin *et al.*, 2004] se introduce un nuevo algoritmo basado en la teoría de optimización ordinal OO (*Ordinal Optimization*) que resuelve el problema del OPF, buscando soluciones que, con una alta probabilidad, son suficientemente buenas. El algoritmo se

compara con otro basado en búsqueda tabú, demostrando ser un 18% más rápido en el escenario del IEEE de 30 nudos. La principal ventaja con respecto a búsqueda tabú es evitar desde el principio la búsqueda de una solución global, realizando esta tarea en diferentes fases.

En [Capitanescu y Wehenkel, 2007] se propone una formulación ampliada del problema CSOPF, que tiene en cuenta el estado inmediato post-contingencia e impone condiciones específicas para garantizar la viabilidad en esta situación. El algoritmo desarrollado se valida en un escenario de 60 nudos, aplicando para la resolución del problema el método del punto interior [F. Capitanescu y Wehenkel, 2007]. Los mismos autores presentan en [Capitanescu y Wehenkel, 2008] un nuevo método iterativo para solucionar el problema CSOPF. Se compara el nuevo modelo con la descomposición GBD en tres escenarios de 60, 118 y 1203 nudos, respectivamente, y el tamaño del problema se reduce mediante la técnica de filtrado de contingencias, publicada también por los mismos autores en [Capitanescu *et al.*, 2007]. Los resultados obtenidos en los casos de prueba mencionados mejoran los de la descomposición GBD en términos de tiempo de proceso.

En [Yang *et al.*, 2007] se realiza una amplia revisión de la aplicación de los métodos de optimización por enjambres de partículas PSO (*Particle Swarm Optimization*) a diferentes problemas de sistemas de potencia, entre ellos OPF. Se exponen tres ventajas con respecto a los algoritmos genéticos: el resultado final no depende del punto de partida, la convergencia es más rápida, y la implementación más sencilla. Un ejemplo de aplicación de la técnica PSO a la resolución de un problema OPF se presenta en [Del Valle *et al.*, 2008], donde se pone de manifiesto que la efectividad de los algoritmos PSO en sistemas de gran tamaño está todavía pendiente de demostrar.

En [Karoui *et al.*, 2008] se resuelve un problema SCOPF mediante una nueva técnica consistente en dividir el sistema eléctrico, para una contingencia dada, en una región activa donde la contingencia tiene influencia y en otra región inactiva donde su efecto se puede despreciar. Una vez dividido el problema, se calcula el equivalente de la región inactiva con un proceso que los autores denominan *compresión de la red post-contingencia*. De este modo se consigue reducir la dimensión del problema. El método se valida en un escenario de 1600 buses, obteniendo importantes reducciones de tiempo de cálculo sin pérdida significativa de precisión en los resultados.

En [Ela *et al.*, 2009], se calculan las siguientes acciones de control correctivas: maniobras topológicas, redespachos de potencia activa y deslastre de carga. A diferencia de

otros trabajos, se resuelve el problema OPF teniendo en cuenta múltiples objetivos, empleando un algoritmo genético multiobjetivo MOGA, cuyo funcionamiento se ilustra en los escenarios del IEEE de 5 y 14 nudos.

En [Banu y Devaraj, 2009] se publica un método de resolución del problema SCOPF en el que las acciones de control incluyen la ubicación y el ajuste de los parámetros de dispositivos FACTS, que en este trabajo se emplean exclusivamente para el alivio de sobrecargas de ramas. Para la resolución del SCOPF se emplea un algoritmo genético, cuyo rendimiento se prueba en el escenario del IEEE de 30 nudos, confirmándose la efectividad del modelo para mejorar la seguridad del sistema.

En [Capitanescu y Wehenkel, 2011], los autores se centran en la resolución del problema OPF con un nuevo enfoque y haciendo frente a alguna de las principales limitaciones encontradas hasta el momento: se limita y minimiza el número de acciones de control para solucionar las restricciones, y se calcula una secuencia de las acciones de control necesarias para que el operador recupere el estado normal del sistema. El problema se linealiza mediante el cálculo de sensibilidades de primer orden de la función objetivo y las restricciones del problema OPF a las acciones de control. El resultado es un problema MINLP (*Mixed Integer NonLinear Programming*) y, según afirman los autores, no puede ser resuelto para sistemas grandes mediante técnicas clásicas como la descomposición GBD y el método *Branch & Bound*. Como alternativa, los autores proponen la resolución del problema OPF empleando únicamente las variables de control con mayor sensibilidad. El rendimiento del algoritmo desarrollado se valida en tres escenarios diferentes: uno de 60 nudos, el del IEEE de 118 nudos y otro de 618 nudos.

En [Wang y McCalley, 2013] se presenta un algoritmo para abordar el cálculo de acciones de control correctivas y preventivas en tiempo real, que resuelve un problema RB-SCOPF (*Risk Based Optimal Power Flow*), en el que las restricciones en estado de contingencia (N-1) se han modificado para incluir los riesgos de fallo de los elementos del sistema de potencia. El funcionamiento del modelo se ilustra en el escenario del IEEE de 30 nudos, en el que se compara el funcionamiento del algoritmo RB-SCOPF con otro algoritmo SCOPF. Los autores concluyen que se encuentran soluciones más económicas sin empeorar la seguridad.

En [Xu *et al.*, 2014] se resuelve el problema SCOPF mediante una combinación óptima de acciones de control correctivas y preventivas, teniendo en cuenta para ello la probabilidad de ocurrencia de cada contingencia. Los autores proponen una metodología híbrida

para la resolución del problema, que usa el método del punto interior y un algoritmo evolutivo. El modelo se prueba en los escenarios del IEEE de 14 y 118 nudos. En este trabajo se paralelizan los procesos de cálculo para obtener menores tiempos de ejecución.

3.3. Gestión de congestiones en entornos de mercado

Si bien muchos de los trabajos que se presentan a continuación plantean el problema de la gestión de congestiones como una optimización OPF, con muy pocas diferencias con respecto a lo que se ha expuesto en la sección 3.2, se han separado porque en el planteamiento del problema se considera también el contexto del mercado eléctrico y sus particularidades, que ya fueron introducidas en 2.1.

En [Doll y Verstege, 2001a] y [Doll y Verstege, 2001b] se desarrolla un sistema de gestión de congestiones al que los autores denominan CMS (*Congestion Management System*). Para resolver las congestiones, entre las que se incluyen en este trabajo las potencias de cortocircuito que superan un determinado umbral, se emplea un algoritmo evolutivo que calcula un conjunto de acciones correctivas. Las acciones correctivas se aplican posteriormente a la casación del mercado diario de energía, y son las siguientes: cambios de tomas de los transformadores, maniobras topológicas y redespachos de generación de potencia activa. El método propuesto se valida en un escenario de 73 nudos.

En [Grgič y Gubina, 2002] se resuelve el problema de la gestión de congestiones mediante el uso de redespachos de potencia activa de los generadores. En este trabajo no se resuelven restricciones técnicas de tensión. Para el cálculo de los redespachos se tienen en cuenta los factores de distribución de generación generalizados. Estos factores son las relaciones existentes entre los redespachos de potencia activa y los cambios que provocan en los flujos de potencia por las líneas. El problema de optimización planteado se resuelve empleando programación lineal. El método desarrollado se aplica a un escenario del sistema eléctrico esloveno, de 20 nudos. Un trabajo similar se publica en [Maksimović *et al.*, 2003], que describe un procedimiento de resolución de sobrecargas basado en un flujo de cargas en corriente continua, en el que los redespachos de generación de potencia activa son la única acción correctiva calculada. El método usa factores de sensibilidad, buscando la solución por medio de programación lineal. En este caso el método se valida con el escenario del IEEE de 24 nudos.

En [Niimura *et al.*, 2003] se propone una nueva metodología para gestionar las congestiones en sistemas eléctricos liberalizados. Se calcula un conjunto de índices basados en los resultados de un algoritmo OPF en corriente continua. Mediante un conjunto de redespachos de generación y deslastres de carga, se obtienen transacciones más eficientes y económicas que las resultantes del sistema de precios nodales. El algoritmo se aplica para eliminar sobrecargas en el escenario del IEEE de 30 nudos.

En [Rong *et al.*, 2004] se introduce un método para la gestión descentralizada de congestiones regionales en sistemas eléctricos liberalizados, que incluye como novedad el concepto de riesgo, y emplea un OPF que tiene en cuenta el riesgo de sobrecarga de las líneas durante el proceso de optimización. Para ilustrar el funcionamiento del algoritmo se emplea el escenario del IEEE de 30 nudos.

En [Saguan *et al.*, 2004] se resuelve el problema de gestión de congestiones, que se plantea como un problema de optimización OPF. Se calculan acciones de control correctivas empleando para ello un algoritmo genético. El funcionamiento del algoritmo se ilustra en un escenario de 12 nudos.

En [Lommerdal y Soder, 2004] se resuelve el problema de la gestión de congestiones en el contexto de mercados que emplean el mecanismo de recompra de energía, que fue descrito en 2.1.3. El objetivo de la gestión de congestiones es claro: hacer el mayor uso posible de la red de transporte, manteniendo al mismo tiempo la seguridad del sistema eléctrico. Este trabajo se centra en el mercado eléctrico de los Países Nórdicos (*Nord Pool*), en el que participan Dinamarca, Finlandia, Noruega, Suecia, Estonia, Lituania y Letonia. En este mercado se han establecido precios zonales, en unas áreas denominadas BA (*Bidding Areas*) y, como resultado de esta división del mercado en zonas, los precios zonales se pueden utilizar para la gestión de congestiones entre dichas zonas. Dentro de cada BA se utiliza el procedimiento de recompra de energía, de modo que el operador del sistema acude a las ofertas presentadas por los agentes del mercado a un lado y otro de una interconexión congestionada, comprando y vendiendo la energía necesaria para eliminar la congestión. El modelo desarrollado demuestra que, en el contexto del mercado *Nord Pool*, las diferencias de precios entre las BA se pueden ajustar para obtener mayor capacidad de transacción de energía empleando el método de recompra de energía.

En [Conejo *et al.*, 2008] se publica una nueva técnica de gestión de congestiones. Se plantea un problema OPF en el que las restricciones de flujo por las ramas tienen en cuenta las posibles inestabilidades de tensión. El problema OPF se resuelve con una aplicación

externa, el optimizador CONOPT de la firma danesa ARKI, que emplea el método del gradiente generalizado reducido. La efectividad del modelo desarrollado se prueba en el escenario del IEEE RTS de 24 nudos. La principal aportación de este nuevo método es que obtiene resultados más económicos y más seguros que los obtenidos imponiendo únicamente límites de flujo por las ramas sin considerar inestabilidades de tensión.

En [Panigrahi y Pandi, 2009] se resuelve el problema de la gestión de congestiones en un contexto de mercado, calculando para ello redespachos de potencia activa. El método de resolución aplicado se basa en los trabajos presentados en [JA Nelder, 1965] y emula el proceso adaptativo de búsqueda de alimentos de las bacterias. El método se valida en el escenario del IEEE de 30 nudos, comparando los resultados con los obtenidos usando algoritmos genéticos (GA) y Particle Swarm Optimization (PSO). El algoritmo propuesto muestra una convergencia ligeramente más rápida que los algoritmos mencionados, con unos costes de redespacho algo menores.

3.4. Despacho económico y *unit commitment*

Tanto el algoritmo SCED (*Security Constrained Economic Dispatch*) como el algoritmo SCUC (*Security Constrained Unit Commitment*) ya mencionados con anterioridad, se usan en aquellos sistemas eléctricos en los que no se ha implantado un mercado eléctrico, en caso de que existan operadores del sistema independientes ISO (*Independent System Operator*) o en organizaciones regionales de transmisión RTO (*Regional Transmission Organization*). En ambos casos se trata de encontrar el programa de generación que, cubriendo la demanda y satisfaciendo los requisitos de reserva del sistema eléctrico y el resto de limitaciones impuestas por los generadores, supone un coste mínimo para la operación del sistema y no introduce ninguna restricción técnica. En el caso del algoritmo SCUC, existe la posibilidad de conectar y desconectar los generadores, mientras que en el caso del algoritmo SCED no se contempla esta opción.

En [Monticelli *et al.*, 1987] se resuelve el problema del despacho económico con restricciones de seguridad SCED, y se pone de manifiesto que, si se calculan únicamente acciones de control preventivo, el resultado puede ser conservador, al no considerar la posibilidad de realizar acciones de control correctivas posteriores a una contingencia. Explotando esta característica, se propone un despacho económico que contempla acciones de control correctivas (redespachos de generación de potencia activa) que se resuelve empleando la

descomposición GBD y que se valida en el escenario del IEEE de 118 buses. Se consiguen soluciones con niveles de seguridad aceptables y con costes menores que los obtenidos en el caso de emplear únicamente acciones de control preventivo.

En [Chowdhury y Rahman, 1990] se realiza una revisión de los métodos de despacho económico (ED) implementados desde 1977 a 1988, aunque el problema se comenzó a tratar en 1920. Entre otros temas, se analiza el papel que juegan las restricciones de seguridad y el planteamiento del problema conjunto del despacho económico ED y OPF. En 1990 el método de gradiente reducido de Dommel y Timmeyer ya no estaba considerado como el más eficiente, condición ésta que había mantenido durante los últimos 20 años.

En [Damousis *et al.*, 2003] se resuelve el problema del despacho económico con restricciones de red (NCED)¹, usando un algoritmo genético con codificación real. Se emplean flujos de carga en continua, y se calculan únicamente acciones de control correctivas. El rendimiento del método se comprueba en un escenario de 52 nudos, obteniendo mejores resultados que con algoritmos genéticos que utilizan codificación binaria.

En [Somasundaram y Kuppusamy, 2005] se resuelve el problema del despacho económico con restricciones de seguridad (SCED) aplicando Programación Evolutiva (EP). Se calculan acciones de control correctivas y preventivas (redespachos de potencia activa). El modelo desarrollado se prueba en un escenario de 10 nudos y en el escenario del IEEE de 30 nudos. Los resultados se comparan con los obtenidos con las técnicas de programación cuadrática QP (*Quadratic Programming*) y programación lineal sucesiva SLP (*Successive Linear Programming*), obteniendo resultados aceptables y tiempos de ejecución reducidos que facilitan el uso de la nueva técnica para aplicaciones en tiempo real.

En [Fu y Shahidehpour, 2007] se plantea y se resuelve el problema SCUC. Se tienen en cuenta tanto sobrecargas como violaciones de límites de tensión, y las acciones de control calculadas son correctivas, e incluyen redespachos de potencia activa y reactiva, así como ajustes del ángulo en cambiadores de fase, y conexión y desconexión de elementos de control de tensión. El problema se resuelve con un método híbrido basado en la descomposición GBD y en el empleo de motores de optimización externos que usan programación entera mixta MIP (*Mixed Integer Programming*). El algoritmo resuelve de forma eficiente el problema SCUC en dos escenarios de gran tamaño: uno de 1168 nudos y otro de 4672 nudos.

¹Del inglés Network Constrained Economic Dispatch.

En [Lotfjou *et al.*, 2010] se resuelve el problema SCUC, adaptado para modelar adecuadamente sistemas eléctricos que operan con líneas HVDC. Se utiliza un método que combina descomposición GBD y programación lineal. Su funcionamiento se valida en los escenarios del IEEE de 14 y 118 nudos, obteniendo buenos resultados desde el punto de vista de la seguridad, los costes, y permitiendo optimizar la transferencia de energía entre zonas mediante los enlaces HVDC.

3.5. Cálculo independiente de acciones de control

En esta sección se contemplan aquellos trabajos que tienen como único objetivo encontrar un conjunto de acciones de control que devuelvan el sistema eléctrico a su estado normal de operación. Este es el caso en aplicaciones de tiempo real, en las que la prioridad fundamental es recuperar la seguridad del sistema lo antes posible y obtener el coste mínimo pasa a un segundo plano.

En [Stott y Hobson, 1978] se propone el empleo de programación lineal para el cálculo de acciones de control preventivas y correctivas, teniendo en cuenta únicamente el redespacho de potencia activa. El algoritmo desarrollado se valida en un escenario de 500 nudos, obteniendo tiempos de resolución próximos a un segundo en los equipos informáticos de la época.

En [Balu *et al.*, 1992] se realiza una revisión del concepto de seguridad en los sistemas eléctricos de potencia con el fin de detectar necesidades de investigación en este campo. Se mencionan técnicas de selección y filtrado de contingencias para la simplificación de los estudios de seguridad y se introduce el término *Security Optimization*, que consiste en la elección de la solución óptima entre un conjunto de soluciones factibles. Se afirma que algunas de las restricciones técnicas que se identifican en los sistemas reales se pueden tratar de manera más adecuada con acciones de control correctivas que con acciones preventivas, e incluso se plantean métodos que tienen en cuenta ambos enfoques de forma simultánea.

En [Scala *et al.*, 1998] se calculan acciones de control preventivas (redespachos de generación de potencia activa y ajuste de tensiones de consigna de generadores) en el contexto de la operación en tiempo real. Se tienen en cuenta además los requisitos necesarios para garantizar la seguridad dinámica del sistema de potencia. Se propone un método de resolución híbrido basado en programación no lineal NLP (*Non Linear Programming*) y

el método del gradiente generalizado reducido GRG (*Generalized Reduced Gradient method*). El algoritmo se valida en un escenario de 600 nudos, mostrando su efectividad en aplicaciones en tiempo real.

En [Otomega *et al.*, 2007] se propone el cálculo de acciones de control correctivas para aliviar sobrecargas en ramas, con la particularidad de que se busca una secuencia ordenada de acciones de control. En la mayor parte de los trabajos publicados se busca un conjunto de acciones de control que solucionen los problemas identificados, sin importar su orden. En este trabajo se aplica la metodología de control predictivo para obtener las siguientes acciones de control: redespachos de potencia activa, ajuste del ángulo de cambiadores de fase y deslastre de cargas. Se incluye como ejemplo ilustrativo un escenario de 5 nudos donde se aplica el método.

En [Gatta *et al.*, 2009] se calculan un conjunto de acciones de control correctivas cuya finalidad es devolver el sistema eléctrico a su estado normal de operación, en el contexto de la operación en tiempo real del sistema eléctrico. Las acciones de control que se plantean son: ajuste de tomas de transformadores, conexión y desconexión de elementos de control de tensión, maniobras topológicas, redespachos y deslastre de cargas. Para resolver este problema se propone el uso de algoritmos microgenéticos, similares a los algoritmos genéticos, pero que parten de una población de muy pocos individuos, usan elitismo y habitualmente no emplean el operador de mutación. La metodología se valida en un escenario de 164 nudos, obteniendo soluciones subóptimas en tiempos de 5 minutos.

En [Maharana y Swarup, 2010] se calculan acciones de control preventivas consistentes en redespachos de potencia activa de los generadores. Para ello se emplea teoría de grafos, y se desarrolla un grafo directo acíclico DAG (*Directed Acyclic Graph*), cuyo funcionamiento se compara con el de programación lineal y OPF en el escenario del IEEE de 30 nudos, obteniéndose menores tiempos de resolución, pero sin garantizar la optimalidad de las soluciones.

En [Echavarren *et al.*, 2011] se plantea el problema de la mejora de los márgenes de seguridad estática del sistema eléctrico de potencia, entendidos como una medida de la distancia existente entre los valores actuales y los valores seguros, que indican que el sistema opera en su estado normal. Para resolver este problema, se propone una técnica híbrida original que combina flujo de cargas de continuación con técnicas de programación lineal.

El método desarrollado se prueba en un escenario de tiempo real del sistema eléctrico español de 1497 nudos, mostrando su efectividad en la mejora de los márgenes de seguridad estática mencionados.

3.6. Planificación del sistema eléctrico

El concepto de planificación ha sido introducido en la sección 2.1.3. A continuación se describen los dos trabajos que se han seleccionado por su relevancia.

En [Miranda *et al.*, 1994] se plantea el problema de la planificación de las redes de distribución de energía eléctrica DPP (*Distribution Planning Problem*), que se formula como un problema de optimización en el que se incluyen las restricciones técnicas. Se propone un algoritmo genético para la resolución del problema, que se valida en un escenario de 50 nudos. Una de las principales ventajas de este tipo de algoritmos es que son capaces de manejar adecuadamente la falta de linealidad de la función objetivo y no se ven afectados por el hecho de que el espacio de búsqueda no sea convexo.

En [Romero *et al.*, 1996] se plantea la planificación del sistema eléctrico a largo plazo, que incluye el cálculo de acciones de control correctivas (redespachos de generación de potencia activa). Para la resolución se propone el uso de un algoritmo *Simulated Annealing* SA y de un flujo de cargas en corriente continua, obteniéndose ahorros en los costes con respecto a otros métodos cercanos al 7% en un escenario de 89 buses.

3.7. Resumen de publicaciones revisadas

A continuación, para resumir los trabajos seleccionados en este trabajo de investigación, las Tablas 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 muestran las publicaciones que han sido empleadas en esta revisión. En estas tablas, la primera columna muestra la identificación de la referencia, la segunda columna contiene el método de solución que se ha empleado, y la tercera columna el escenario del sistema de potencia en el que se han realizado las comparaciones (o *benchmark*) para validar el funcionamiento del método propuesto.

Tabla 3.1: Publicaciones seleccionadas para resolución de OPF y SCOPF.

Referencia	Método	Escenario
[Alsac y Stott, 1974]	Dommel y Tinney	IEEE 30 nudos
[Monticelli <i>et al.</i> , 1987]	Descomposición GBD	IEEE 118 nudos
[Yokoyama <i>et al.</i> , 1988]	MOGA	IEEE 30 nudos
[Strbac <i>et al.</i> , 1998]	GBD y Branch & Bound	IEEE RTS 24 nudos
[Lin <i>et al.</i> , 2004]	Teoría OO	IEEE 30 nudos
[F. Capitanescu y Wehenkel, 2007]	Punto interior	60 nudos
[Capitanescu y Wehenkel, 2008]	Método iterativo	60, 118 y 1203 nudos
[Del Valle <i>et al.</i> , 2008]	PSO	Pequeño tamaño
[Karoui <i>et al.</i> , 2008]	Red. zona activ/no activ	1600 nudos
[Ela <i>et al.</i> , 2009]	MOGA	IEEE 5 y 14 nudos
[Banu y Devaraj, 2009]	Algoritmo genético	IEEE 30 nudos
[Capitanescu y Wehenkel, 2011]	Técnicas MINLP	60, 118 y 618 nudos
[Karoui <i>et al.</i> , 2008]	Red. zona activ/no activ	1600 nudos
[Wang y McCalley, 2013]	Model. del riesgo de fallo	IEEE 30 nudos
[Xu <i>et al.</i> , 2014]	Punto interior y GA	IEEE 14 y 118 nudos

Tabla 3.2: Publicaciones seleccionadas para gestión de congestiones en entornos de mercado.

Referencia	Método	Escenario
[Doll y Verstege, 2001b]	Algoritmo evolutivo	73 nudos
[Grgič y Gubina, 2002]	LP	20 nudos
[Maksimović <i>et al.</i> , 2003]	LP	IEEE RTS 24 nudos
[Niimura <i>et al.</i> , 2003]	LP	IEEE 30 nudos
[Rong <i>et al.</i> , 2004]	LP, riesgo	IEEE 30 nudos
[Saguan <i>et al.</i> , 2004]	GA	12 nudos
[Conejo <i>et al.</i> , 2008]	CRG	IEEE RTS 24 nudos
[Panigrahi y Pandi, 2009]	Bacterial foreaging	IEEE 30 nudos
[Alsac y Stott, 1974]	Dommel y Tinney	IEEE 30 nudos

Tabla 3.3: Publicaciones seleccionadas para resolución de SCED y SCUC.

Referencia	Método	Escenario
[Monticelli <i>et al.</i> , 1987]	GBD	IEEE 118 nudos
[Damousis <i>et al.</i> , 2003]	Algoritmo genético	52 nudos
[Somasundaram y Kuppusamy, 2005]	Programación evolutiva	IEEE 30 nudos
[Fu y Shahidehpour, 2007]	GBD y MIP	1168 y 4672 nudos
[Lotfjou <i>et al.</i> , 2010]	GBD y LP	IEEE 14 y 118 nudos

Tabla 3.4: Publicaciones seleccionadas para cálculo independiente y planificación del sistema.

Referencia	Método	Escenario
Cálculo independiente		
[Stott y Hobson, 1978]	LP	500 nudos
[Scala <i>et al.</i> , 1998]	NLP y GRG	600 nudos
[Otomega <i>et al.</i> , 2007]	Control predictivo	5 nudos
[Gatta <i>et al.</i> , 2009]	Algoritmo microgenético	164 nudos
[Maharana y Swarup, 2010]	Teoría de grafos	IEEE 30 nudos
[Cerezo, 2006]	LP y FCC	1497 nudos
Planificación sistema eléctrico		
[Miranda <i>et al.</i> , 1994]	Algoritmo genético	50 nudos
[Romero <i>et al.</i> , 1996]	SA	89 nudos

Capítulo 4

ECPA: Evolución de acciones de control correctivas y preventivas

Este capítulo comienza con una introducción al concepto de algoritmo evolutivo, que se propone como metodología de resolución del problema planteado en la tesis. Una vez introducido el concepto de algoritmo evolutivo, se describe el algoritmo evolutivo propuesto en esta tesis: evolución de acciones de control correctivas y preventivas, o ECPA [Martin y Sierra, 2015]. La descripción del algoritmo ECPA comienza con el planteamiento formal del problema, indicando el modo en el que se han codificado las soluciones, y se completa con una descripción detallada de todos sus componentes: la función de fitness y los operadores de selección, recombinación y mutación. El uso de los algoritmos evolutivos en el problema planteado en esta tesis está justificado por la facilidad con que se adaptan a problemas de optimización con variables enteras, funciones no convexas, no diferenciables y con múltiples óptimos locales y múltiples objetivos. Además, los algoritmos evolutivos se adaptan muy bien a la computación en paralelo, lo que permite abordar problemas de gran tamaño en tiempos de cálculo razonables. Una revisión extensa de la aplicación de los algoritmos evolutivos a los problemas de los sistemas eléctricos de potencia se puede encontrar en [Miranda, 1998].

4.1. Introducción a los algoritmos evolutivos

Un algoritmo evolutivo es un procedimiento de optimización inspirado en los principios de la selección natural de las especies expuestos en [Darwin, 1866]. A continuación se muestra el pseudocódigo de un algoritmo evolutivo.

Alg. 1 Algoritmo evolutivo

```

1: Comenzar
2:  $t \leftarrow 0$ 
3: Inicializar  $\mathbf{P}(t)$ 
4: Evaluar  $\mathbf{P}(t)$ 
5: while CondicionParada = Falso do
6:    $t \leftarrow t + 1$ 
7:   Seleccionar  $\mathbf{P}(t)$  de  $\mathbf{P}(t - 1)$ 
8:   Recombinar  $\mathbf{P}(t)$ 
9:   Mutar  $\mathbf{P}(t)$ 
10:  Evaluar  $\mathbf{P}(t)$ 
11: end while

```

En este algoritmo, $\mathbf{P}(t)$ es una población de n individuos en el instante t :

$$\mathbf{P}(t) = \{\mathbf{x}_1^t, \mathbf{x}_2^t, \dots, \mathbf{x}_n^t\} \quad (4.1)$$

donde cada \mathbf{x}_i^t ($i = 1, \dots, n$) es una solución codificada del problema que se trata de resolver en el instante t . Introduciendo una analogía con los términos biológicos que subyacen tras los algoritmos evolutivos [Melanie, 1999], la codificación de las soluciones equivale al genotipo, que se refiere a toda la información contenida en los cromosomas de un organismo vivo, que puede manifestarse o no (en un organismo vivo, los cromosomas son cada una de las estructuras organizadas formadas por ADN y proteínas que contienen la mayor parte de la información genética). Cada individuo \mathbf{x}_i^t puede asociarse al concepto biológico de fenotipo, que es la expresión externa del genotipo.

A continuación se describe el funcionamiento del algoritmo evolutivo. El proceso comienza con la instrucción 'Inicializar $\mathbf{P}(t)$ ', que genera de forma aleatoria una población $\mathbf{P}(t)$ de n individuos para la iteración inicial $t = 0$:

$$\mathbf{P}(0) = \{\mathbf{x}_1^0, \mathbf{x}_2^0, \dots, \mathbf{x}_n^0\} \quad (4.2)$$

A continuación, la función 'Evaluar $\mathbf{P}(t)$ ' mide la calidad de todos los individuos de la población $\mathbf{P}(t)$, en términos de un conjunto de atributos que deben ser relevantes en el problema a solucionar. La función que realiza este cálculo de medida de la calidad se denomina función de fitness.

Una vez generada la población inicial, y evaluada la calidad de cada uno de sus individuos mediante la función de fitness, comienza un proceso iterativo en el que se aplican sucesivamente los operadores de selección, recombinación y mutación, que permite generar nuevas poblaciones en las que la calidad de los individuos mejora progresivamente. La ejecución de este proceso no se detiene hasta que se cumple una condición de parada. Una condición de parada sencilla a la vez que adaptativa es la siguiente: se detiene la ejecución del proceso cuando, después de un número determinado de iteraciones, no se mejora el fitness máximo de la población. Además, es habitual detener la ejecución cuando se ha alcanzado un número máximo de ejecuciones. A continuación se introducen los tres operadores mencionados, claves para entender el funcionamiento de un algoritmo evolutivo.

El operador 'Seleccionar $\mathbf{P}(t)$ de $\mathbf{P}(t-1)$ ' tiene como finalidad escoger buenos individuos de la población $\mathbf{P}(t-1)$ para generar la siguiente población $\mathbf{P}(t)$, basándose para ello

en las medidas de la calidad de los individuos obtenidas con la función de fitness. Los individuos seleccionados serán los progenitores que, tras aplicar el operador de recombinación darán lugar a la siguiente generación de individuos. En [Goldberg y Deb, 1991] se realiza una comparación entre los principales operadores de selección, en términos de tiempo de cálculo, convergencia, simplicidad y facilidad para construir procesos de paralelización. Los operadores de selección se pueden agrupar en cuatro grupos:

- Selección proporcional. Los individuos se eligen con una probabilidad proporcional al valor de su fitness. En este grupo se encuentran el método de Montecarlo, la selección por ruleta y la selección estocástica universal.
- Selección por *ranking*. En este caso los individuos se eligen con una probabilidad proporcional a su rango, es decir, la posición que ocupan después de ordenarlos de menor a mayor fitness. De este modo se alivia la convergencia prematura, a costa del esfuerzo computacional que conlleva la ordenación de la población.
- Selección *steady state*. En este caso se recorren todos los individuos de la población, se elige la descendencia empleando selección por *ranking*, y se reemplaza en cada iteración el peor de los individuos existente hasta ese momento.
- Selección por torneos. Cada individuo se selecciona como el de mejor fitness entre un subconjunto de la población elegido al azar.

Cuando ya se dispone de un conjunto de individuos seleccionados, se aplica el operador 'Recombinar $\mathbf{P}(t)$ ', que tiene como misión obtener los individuos de la siguiente generación. Se mencionan a continuación los operadores de recombinación más habituales:

- Cruce en un punto. Dada una pareja de progenitores de longitud k , se calcula un valor entero aleatorio v con $v < k$ y se obtiene una pareja de descendientes intercambiando los elementos de los progenitores a partir de la posición v .
- Cruce en dos puntos. El procedimiento es similar al realizado en el cruce en un punto. En este caso se eligen dos valores que representan las dos posiciones de los progenitores en las que se producen los intercambios de elementos para obtener la descendencia.

- Cruce uniforme. Cada elemento del descendiente se genera a partir del resultado de un sorteo, equivalente al lanzamiento de una moneda. Si el resultado del sorteo es *cara*, se toma el elemento del primer progenitor. Si el resultado es *cruz*, se toma el elemento del segundo progenitor.

Existen muchas alternativas disponibles para elegir el operador de recombinación [Simon, 2013], su elección está muy vinculada a la codificación de los individuos que se haya elegido, y al tipo de problema que se resuelve.

El operador 'Mutar $\mathbf{P}(t)$ ' transforma algunos de los individuos de la población $\mathbf{P}(t)$ introduciendo perturbaciones en su carga genética, para alcanzar zonas del espacio de búsqueda que podrían no estar cubiertas. Con ello se consiguen dos objetivos: mantener la diversidad de los individuos de la población y proporcionar un mecanismo que permita escapar de los óptimos locales, evitando la convergencia prematura del proceso de búsqueda.

Como se afirma en [Holland, 1992], si bien la mutación por sí sola no suele generar progresos en la búsqueda de una solución, proporciona garantías contra el desarrollo de una población uniforme e incapaz de evolucionar.

A pesar de que los algoritmos evolutivos tienen una estructura simple, y son fáciles de programar, las bases teóricas que explican su funcionamiento son complejas, y existen muchas cuestiones abiertas sobre su funcionamiento y sobre los tipos de problemas que se pueden resolver con ellos. En [Melanie, 1999] se resumen los principales trabajos de investigación que se han realizado en el campo de los fundamentos matemáticos de los algoritmos evolutivos, destacando el teorema fundamental de los algoritmos genéticos, o teorema de los esquemas, introducido por Holland en [Holland, 1975], y los trabajos desarrollados en [Goldberg, 2005], [Rawlins, 1991], [Whitley, 1993] y [Whitley y Vose, 1995].

Para definir completamente una implementación de un algoritmo evolutivo es necesario describir la codificación empleada para los individuos, la función de fitness, y los operadores de selección, recombinación y mutación. En las siguientes secciones de este capítulo se van a concretar todos estos aspectos para el algoritmo ECPA.

4.2. Codificación de las soluciones

Sea un sistema eléctrico de potencia con N nudos, R ramas y G generadores en el que, a partir de un análisis de seguridad, se han identificado violaciones de tensión o sobrecargas.

El objetivo es encontrar un conjunto de acciones de control que eliminen o alivien esas violaciones para restaurar el estado normal de operación. Desde un punto de vista estático, el sistema está en su estado normal si, tanto en ausencia como en presencia de contingencias, los flujos (F) a través de las ramas están comprendidos entre los límites térmicos definidos en los criterios de seguridad ($-F^{max}, F^{max}$):

$$-F_i^{max} < F_i < F_i^{max}, \quad i = 1, \dots, R, \quad (4.3)$$

y la tensión (V) en todos los nudos del sistema está por encima de un valor mínimo (V^{min}) y por debajo de un valor máximo (V^{max}):

$$V_j^{min} < V_j < V_j^{max}, \quad j = 1, \dots, N. \quad (4.4)$$

Como se ha dicho en la sección 1.1, se van a considerar en esta tesis las siguientes acciones de control: modificaciones de potencia activa de los generadores, tensiones de consigna de los generadores y cambios de las relaciones de transformación de los transformadores. Los valores de potencia activa de los generadores (P) deben estar comprendidos entre sus límites operativos (P^{min} y P^{max}):

$$P_l^{min} \leq P_l \leq P_l^{max}, \quad l = 1, \dots, G. \quad (4.5)$$

Los límites de potencia reactiva de los generadores deben respetar también sus límites operativos (Q^{min} y Q^{max}):

$$Q_l^{min} \leq Q_l \leq Q_l^{max}, \quad l = 1, \dots, G. \quad (4.6)$$

Finalmente, las relaciones de transformación de los transformadores con cambio de tomas deben respetar sus límites (T^{min} y T^{max}):

$$T_k^{min} \leq T_k \leq T_k^{max}, \quad k = 1, \dots, TR, \quad (4.7)$$

donde TR es el número total de transformadores en el sistema eléctrico de potencia.

Una solución (S) del problema se puede codificar del siguiente modo:

$$S = (\Delta P_1, \dots, \Delta P_{N_g}; \Delta V_1, \dots, \Delta V_{N_v}; \Delta T_1, \dots, \Delta T_{N_t}), \quad (4.8)$$

donde:

- N_g es el número máximo de cambios de potencia activa de los generadores.
- N_v es el número máximo de cambios de valores de tensiones de consigna de los generadores.
- N_t es el número máximo de modificaciones de relaciones de transformación.

A modo de ejemplo, en la Tabla 4.1 se muestra una solución con $N_g = 3$, $N_v = 2$ y $N_t = 2$ en la que se han cambiado los valores de potencia activa de dos generadores, se han modificado los valores de dos tensiones de consigna y se han ajustado las relaciones de transformación de dos transformadores.

Tabla 4.1: Ejemplo de solución con $N_g = 3$, $N_v = 2$ y $N_t = 2$.

ΔP_1	ΔP_2	ΔP_3	ΔV_1	ΔV_2	ΔT_1	ΔT_2
-45	-20	0	0.010	-0.001	0.003	-0.250

Como el ejemplo de la Tabla 4.1 pone de manifiesto, algunos de los cambios de potencia activa pueden ser nulos, no es necesario modificar todos los generadores que participan en la solución. Por ejemplo, la potencia activa del generador 3 no se modifica. Tanto N_g , como N_v y N_t , son límites superiores que no se tienen porqué alcanzar necesariamente. Esta codificación sencilla y flexible permite generar soluciones más realistas que otros métodos alternativos.

Finalmente se tiene en cuenta el coste económico de la solución. El coste total $C(\mathbf{S})$ de una solución dada se define como la suma de los costes $C(S_i)$ de cada modificación contenida en dicha solución:

$$C(\mathbf{S}) = \sum_{i=1}^{N_g+N_v+N_t} C(S_i). \quad (4.9)$$

Como era de esperar, entre todas las soluciones del problema que cumplen las ecuaciones (4.3), (4.4), (4.5), (4.6) y (4.7), se elegirán aquellas que minimicen (4.9). Los límites superiores establecidos para el número de acciones de control, junto con la minimización del coste (4.9) van a provocar que el proceso de búsqueda finalice con soluciones simples (que contienen pocas acciones de control) y que minimizan el coste total.

Una vez que se ha realizado el planteamiento formal del problema, y se ha especificado el modo en que se codifican los individuos en el algoritmo ECPA (*Evolution of*

Corrective and Preventive control Actions), en las siguientes secciones se van a describir las implementaciones concretas que se proponen en esta tesis para la función de fitness, y los operadores de selección, recombinación y mutación.

4.3. Función de fitness

En la función de fitness que se propone en esta tesis se han considerado un total de nueve atributos necesarios para medir la calidad de las soluciones. Los ocho primeros atributos miden las mejoras producidas en las restricciones técnicas identificadas en el análisis de seguridad:

1. Sobrecargas del sistema en ausencia de contingencias.
2. Sobretensiones del sistema en ausencia de contingencias.
3. Subtensiones del sistema en ausencia de contingencias.
4. Incumplimientos de límites de potencia reactiva en los generadores en ausencia de contingencias.
5. Sobrecargas del sistema en presencia de contingencias.
6. Sobretensiones del sistema en presencia de contingencias.
7. Subtensiones del sistema en presencia de contingencias.
8. Incumplimientos de límites de potencia reactiva en los generadores en presencia de contingencias.
9. Coste total de las acciones de control.

El noveno atributo es el coste total de generación. Teniendo en cuenta estos atributos, se propone la siguiente función de fitness:

$$F(\mathbf{S}) = \sum_{i=1}^{N_f} \varphi_i(\mathbf{S}), \quad (4.10)$$

donde

- \mathbf{S} es una solución (4.8).
- $N_f = 9$ es el número total de atributos a considerar.
- $\varphi_1(\mathbf{S})$ es la mejora producida en las sobrecargas del sistema, calculada como sigue:

$$\varphi_1(\mathbf{S}) = \frac{OL(\mathbf{S}_0) - OL(\mathbf{S})}{OL(\mathbf{S}_0)}, \quad (4.11)$$

donde

- $OL(\mathbf{S}_0)$ y $OL(\mathbf{S})$ son la suma de los cuadrados de las sobrecargas presentes en el sistema eléctrico antes de aplicar ninguna acción de control (\mathbf{S}_0) y después de aplicar las acciones de control (\mathbf{S}), respectivamente:

$$OL(\mathbf{S}) = \sum_{i=1}^{N_{OL}} (F_i - F_i^{max})^2, \quad (4.12)$$

donde

- N_{OL} es el número total de sobrecargas en \mathbf{S} .
- F_i y F_i^{max} son el flujo y el límite térmico de la rama i , respectivamente.
- $\varphi_2(\mathbf{S})$ es la mejora de sobretensiones normalizada, calculada como se indica a continuación:

$$\varphi_2(\mathbf{S}) = \frac{OV(\mathbf{S}_0) - OV(\mathbf{S})}{OV(\mathbf{S}_0)}, \quad (4.13)$$

donde

- $OV(\mathbf{S}_0)$ y $OV(\mathbf{S})$ son la suma de los cuadrados de las sobretensiones presentes en el sistema de potencia antes y después de aplicar las acciones de control, respectivamente:

$$OV(\mathbf{S}) = \sum_{i=1}^{N_{OV}} (V_i - V_i^{max})^2, \quad (4.14)$$

donde

- N_{OV} es el número total de sobretensiones en \mathbf{S} .
- V_i y V_i^{max} son la tensión y la tensión máxima en el nudo i , respectivamente.
- $\varphi_3(\mathbf{S})$ es la mejora de subteniones normalizada, calculada así:

$$\varphi_3(\mathbf{S}) = \frac{UV(\mathbf{S}_0) - UV(\mathbf{S})}{UV(\mathbf{S}_0)}, \quad (4.15)$$

donde

- $UV(\mathbf{S})$ y $UV(\mathbf{S}_0)$ son la suma de los cuadrados de las subteniones presentes en el sistema de potencia antes y después de aplicar las acciones de control, respectivamente:

$$UV(\mathbf{S}) = \sum_{i=1}^{N_{UV}} (V_i^{min} - V_i)^2, \quad (4.16)$$

donde

- N_{UV} es el número total de subteniones en \mathbf{S} .
- V_i y V_i^{min} son la tensión y la tensión mínima del nudo i , respectivamente.
- $\varphi_4(\mathbf{S})$ representa la mejora en los incumplimientos de límites de potencia reactiva en los generadores, calculada como sigue:

$$\varphi_4(\mathbf{S}) = \frac{QL(\mathbf{S}_0) - QL(\mathbf{S})}{QL(\mathbf{S}_0)}, \quad (4.17)$$

donde

- $QL(\mathbf{S}_0)$ y $QL(\mathbf{S})$ son la suma de los cuadrados de las violaciones de los límites de potencia reactiva en el sistema de potencia antes y después de aplicar las acciones de control, respectivamente:

$$QL(\mathbf{S}) = \sum_{i=1}^{N_{RL}} (QV_i)^2, \quad (4.18)$$

donde

- N_{RL} es el número total de violaciones de límites de potencia reactiva en \mathbf{S} .
- QV_i es la cantidad que indica la violación del límite de potencia reactiva en el generador i , calculada como sigue:

$$QV_i = \begin{cases} Q_i - Q_i^{max} & \text{if } Q_i > Q_i^{max}, \\ Q_i^{min} - Q_i & \text{if } Q_i < Q_i^{min}. \end{cases} \quad (4.19)$$

donde

- Q_i es la potencia reactiva del generador i .
- Q_i^{max} y Q_i^{min} son los límites de potencia reactiva del generador i .
- Los factores $\varphi_5(\mathbf{S})$, $\varphi_6(\mathbf{S})$, $\varphi_7(\mathbf{S})$ and $\varphi_8(\mathbf{S})$ de la función de fitness son equivalentes a $\varphi_1(\mathbf{S})$, $\varphi_2(\mathbf{S})$, $\varphi_3(\mathbf{S})$ y $\varphi_4(\mathbf{S})$, respectivamente, pero para acciones de control preventivo.
- Finalmente, el factor $\varphi_9(\mathbf{S})$ es el coste total normalizado de las acciones de control asociadas a la solución \mathbf{S} :

$$\varphi_9(\mathbf{S}) = \begin{cases} \frac{C_{max} - C(\mathbf{S})}{C_{max}} & \text{if } C(\mathbf{S}) \leq C_{max}, \\ 0 & \text{if } C(\mathbf{S}) > C_{max}. \end{cases} \quad (4.20)$$

donde:

- $C(\mathbf{S})$ es el coste total (4.9) de las acciones de control aplicadas especificadas en la solución \mathbf{S} .
- C_{max} representa el coste máximo por encima del cual la contribución del factor $\varphi_9(\mathbf{S})$ a la función de fitness es nula.

Los flujos por las ramas y las tensiones en los nudos del sistema de potencia (F_i , V_i y Q_i) necesarios para la evaluación de la función de fitness, se calculan en esta tesis por medio de la aplicación PSS®E (*Power Systems Simulations for Engineers*) de la empresa Siemens-PTI [International, 2013], que emplea el método de *Newton-Raphson* para la resolución del problema de flujo de cargas.

Una vez descrita la función de fitness de ECPA, en la siguiente sección se muestra el operador de selección que se ha elegido.

4.4. Selección

Entre todas las opciones existentes que fueron expuestas en la sección 4.1 para el operador de selección, se propone en esta tesis el empleo de la selección por torneos binaria [Melanie, 1999], por su simplicidad y eficiencia.

El funcionamiento de la selección por torneos binaria es el siguiente:

- Se comienza seleccionando, de forma aleatoria, una pareja de individuos de la población.
- Esta pareja compite en un torneo, de modo que el individuo con mayor fitness formará parte del conjunto de progenitores, que darán lugar a la siguiente población de individuos, una vez que se aplique el operador de recombinación.
- Se repiten los pasos anteriores hasta que se complete el conjunto de progenitores.

Con objeto de no perder al mejor individuo de cada población, se aplica elitismo [Goldberg, 2005]: el mejor individuo de la generación actual siempre pasa a la siguiente.

4.5. Recombinación

En esta sección se describe el operador de recombinación utilizado en ECPA. Con objeto de aprovechar que el orden en el que se aplican las acciones de control en el sistema eléctrico es indiferente, se propone emplear el operador de recombinación por equivalencias aleatorias RER (*Random Equivalence Recombination*), basado en la teoría de formas presentada en [Radcliffe, 1991]. En este operador los individuos se tratan como conjuntos cuyos elementos son las acciones de control. A continuación se muestra el pseudocódigo del algoritmo RER empleado:

Este algoritmo permite generar un individuo nuevo \mathbf{x}^t de tamaño K a partir de dos progenitores \mathbf{x}_1^{t-1} y \mathbf{x}_2^{t-1} de la población anterior, del siguiente modo:

- Primero se inicializa el individuo descendiente \mathbf{x}^t como el conjunto vacío.

Alg. 2 *Random Equivalence Recombination*

```

1:  $\mathbf{x}^t = \emptyset$ 
2:  $U = \mathbf{x}_1^{t-1} \cup \mathbf{x}_2^{t-1}$ 
3: while  $|\mathbf{x}^t| < K$  do
4:   Seleccionar aleatoriamente un elemento (s) del conjunto  $U$ 
5:   Eliminar el elemento seleccionado (s) del conjunto  $U$ 
6:    $\mathbf{x}^t = \mathbf{x}^t \cup \{s\}$ 
7: end while

```

- A continuación se define un nuevo conjunto auxiliar U , resultado de la unión de los progenitores \mathbf{x}_1^{t-1} y \mathbf{x}_2^{t-1} .
- Luego se van seleccionando aleatoriamente los elementos del conjunto U , y se van añadiendo al descendiente \mathbf{x}^t , hasta completar los K elementos necesarios para finalizar el proceso. Los elementos de U se seleccionan sin reemplazo.

El operador de recombinación se aplica con una probabilidad p_r . Los individuos a los que no se aplica el operador de recombinación pasan directamente a la siguiente población.

A continuación se describen los operadores de mutación de ECPA.

4.6. Mutación

En esta sección se detallan los operadores de mutación que utiliza ECPA. Se emplean cuatro operadores de mutación, que se aplican con probabilidades p_1 , p_2 , p_3 y p_4 :

- Mutación de potencia activa.
- Intercambio de generadores.
- Mutación de tensiones de consigna.
- Mutación de relaciones de transformación.

El operador de mutación de potencia activa comienza seleccionando una pareja de generadores: G_i y G_j . Primero, se aplica una perturbación gaussiana $N(0, \sigma_{ij})$ al valor de la potencia activa del primer generador, G_i . Después, el segundo generador, G_j , se somete a una modificación de su potencia generada del mismo valor absoluto que la perturbación

gaussiana, pero de signo contrario. De este modo se mantiene el balance de potencia de la solución que se está mutando.

La desviación típica de la perturbación gaussiana, σ_{ij} , se calcula teniendo en cuenta los límites de potencia de los generadores mutados (P_i^{max} , P_j^{max} , P_i^{min} y P_j^{min}), y un parámetro d que ajusta el rango de la perturbación como sigue:

$$\sigma_{ij} = \frac{\min(R_i^U, R_j^U, R_i^D, R_j^D)}{d}, \quad (4.21)$$

donde

$$R_i^U = P_i^{max} - P_i, \quad (4.22)$$

$$R_j^U = P_j^{max} - P_j, \quad (4.23)$$

son las reservas de potencia activa a subir de los generadores i y j , respectivamente, y

$$R_i^D = P_i - P_i^{min}, \quad (4.24)$$

$$R_j^D = P_j - P_j^{min}, \quad (4.25)$$

son las reservas de potencia activa a bajar de los generadores i y j , respectivamente, donde P_i es la potencia activa del generador i , y P_j es la potencia activa del generador j . Los límites operativos de los generadores (4.5) se garantizan porque las ecuaciones (4.21)-(4.25) se tienen en cuenta en el proceso de mutación.

El segundo operador de mutación funciona a un nivel diferente. En lugar de cambiar la potencia activa de los generadores, este operador sustituye uno de los generadores del individuo por otro diferente, dentro del sistema de potencia. Se tienen en cuenta dos condiciones:

- La potencia activa del nuevo generador debe ser igual que la del generador reemplazado, con objeto de mantener el balance de potencia del individuo. Para este fin, se comprueban previamente los límites operativos (4.5) del nuevo generador.
- El nuevo generador y el reemplazado deben pertenecer a la misma región geográfica, para forzar que los cambios sean locales y garantizar la estabilidad de la solución.

Los operadores de mutación de tensiones de consigna y de relaciones de transformación funcionan del mismo modo que el primero, modificando las tensiones de consigna de los generadores y las relaciones de transformación de los transformadores, respectivamente. Los límites operativos (4.6) y (4.7) se tienen en cuenta del mismo modo que en el primer operador de mutación.

Se finaliza esta sección con un resumen con las características particulares del algoritmo ECPA. Partiendo de los componentes genéricos descritos al presentar la estructura general de un algoritmo evolutivo en la sección 4.1, se muestran en la Tabla 4.2 los operadores y la codificación de los individuos que se han implementado en ECPA. La primera columna de la tabla muestra el atributo (operadores y codificación de los individuos), y la segunda columna contiene el valor que toman los atributos en ECPA.

Tabla 4.2: Resumen de características del algoritmo ECPA.

Atributo	ECPA
Operador de selección	Torneos binaria
Operador de recombinación	Equivalencias aleatorias RER
Operador de mutación	Perturbaciones gaussianas e intercambio de generadores
Codificación de los individuos	Real

Capítulo 5

Evaluación experimental

En este capítulo se resumen los principales resultados de las simulaciones que se han llevado a cabo para validar la metodología propuesta. Se han realizado pruebas para comparar los resultados del nuevo modelo con los resultados publicados en la literatura, empleando para ello escenarios estándar. También, con objeto de comprobar el resultado del modelo en escenarios de tamaño realista, se ha verificado el funcionamiento de ECPA en un escenario del sistema eléctrico español, con 1982 nudos y una generación mayor de 43000 MW.

5.1. Escenarios de prueba

El algoritmo ECPA se ha probado en el escenario del IEEE de 30 nudos (ver Fig. 5.1), en el escenario del IEEE de 118 nudos (ver Fig. 5.2) y en un escenario del sistema eléctrico de potencia español (ver Fig. 5.3). Los datos de los generadores, las ramas y las cargas del escenario del IEEE de 30 nudos se han obtenido de [Alsac y Stott, 1974]. Los datos del escenario del IEEE de 118 nudos se han tomado de [Xu *et al.*, 2014] y [Zimmerman *et al.*, 2009]. En la Tabla 5.1 se muestra un resumen de las principales características de estos escenarios. En el caso del sistema eléctrico español, se ha tomado la salida del estimador de estado del sistema de control del operador del sistema eléctrico español (Red Eléctrica de España), del día 15 de Diciembre de 2010 a las 20:56. En esta fecha y hora se registró una demanda de 43496 MW, una generación neta de 44675 MW con unas pérdidas de 1179 MW.

Tabla 5.1: Principales características de los escenarios de prueba.

Escenario	Nudos	Generadores	Líneas	Transformadores	Cargas
IEEE 30 nudos	30	6	35	7	21
IEEE 118 nudos	118	54	177	9	99
SEP Español	1982	550	1951	951	2051

Una vez definidos los escenarios en los que se va a verificar el funcionamiento del algoritmo ECPA, en la siguiente sección se describen los experimentos que se van a realizar con cada escenario.

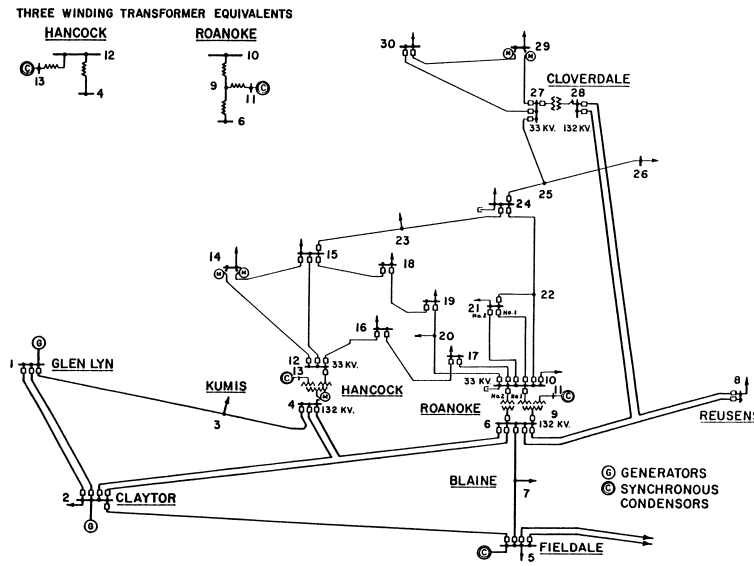


Figura 5.1: Escenario del IEEE de 30 nudos.

5.2. Definición de los experimentos

En esta sección se describen las principales características de los experimentos realizados para validar el funcionamiento de ECPA. Se detallan los objetivos de cada experimento, las fuentes de los datos empleadas para cada escenario, y los indicadores que permiten valorar el funcionamiento del algoritmo. Los experimentos se han clasificado en tres grupos, atendiendo al objetivo que se persigue con cada uno de ellos:

1. Cálculo de acciones de control correctivas (sección 5.4). Los resultados obtenidos con el algoritmo ECPA se comparan con los de [Alsac y Stott, 1974], [Banu y Devaraj, 2009] y [Somasundaram *et al.*, 2004], utilizando el escenario del IEEE de 30 nudos. Se realiza también un análisis de sensibilidad en el escenario del IEEE de 118 nudos, para estudiar cómo influye la selección de los números máximos de acciones de control del algoritmo ECPA (máximo número de cambios de potencia activa y de tensiones de consigna en los generadores) en la solución final encontrada por el algoritmo.
2. Cálculo de acciones de control preventivas (sección 5.5). Los resultados de ECPA obtenidos para el escenario del IEEE de 30 nudos se comparan con los de [Alsac y Stott, 1974], [Banu y Devaraj, 2009] y [Somasundaram *et al.*, 2004]. Los resultados

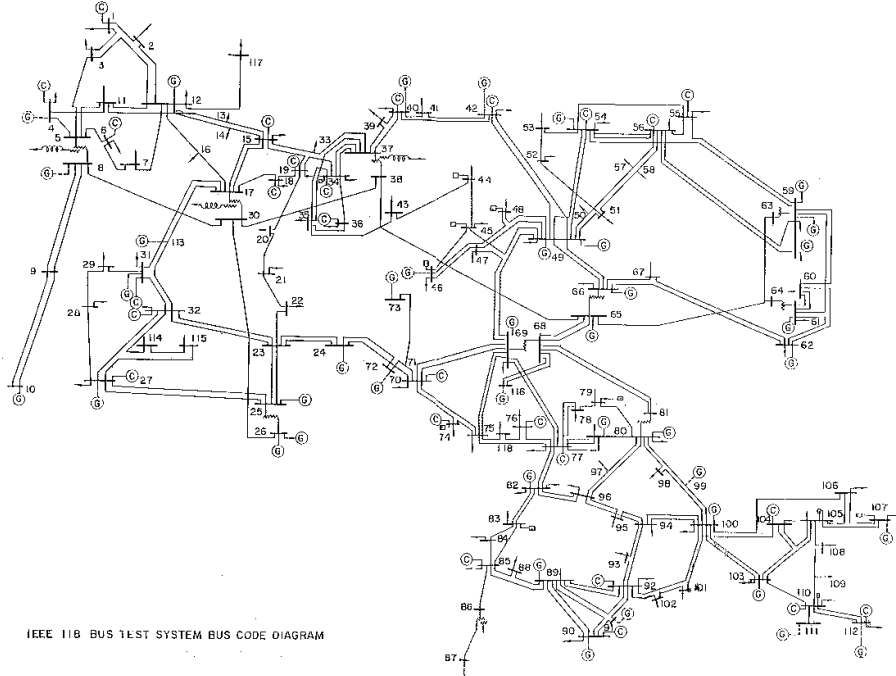


Figura 5.2: Escenario del IEEE de 118 nudos.

de ECPA para el escenario del IEEE de 118 nudos se comparan con los obtenidos en [Xu *et al.*, 2014].

3. Rendimiento y escalabilidad del algoritmo (sección 5.6). Se analiza el rendimiento y la carga computacional del algoritmo ECPA, y se comparan, para el escenario del IEEE de 30 nudos, con los publicados en [Banu y Devaraj, 2009] y [Somasundaram *et al.*, 2004]. Se analiza también el rendimiento del algoritmo en el escenario del IEEE de 118 nudos, y la convergencia de la función de fitness en este mismo escenario se compara con la obtenida en [Banu y Devaraj, 2009] y [Xu *et al.*, 2014]. Se incluyen también en esta sección los resultados correspondientes al sistema eléctrico de potencia español.

El rendimiento del algoritmo ECPA en el proceso de cálculo de las acciones de control correctivas y preventivas se ha evaluado utilizando los siguientes indicadores:

- Estado inicial y final de las variables de control. Se muestran los valores iniciales y finales (antes y después de aplicar las acciones de control, respectivamente) de



Figura 5.3: Escenario del sistema eléctrico español.

las siguientes variables de control: potencias activas de los generadores, tensiones de consigna de los generadores, y valor de las relaciones de transformación de los transformadores.

- Valores de las violaciones de límites antes y después de aplicar las acciones de control. Se visualizan las sobrecargas, las violaciones de tensión, y las violaciones de límites de generación de potencia reactiva de los generadores.
- Costes de generación. Se indican los costes totales de generación antes y después de aplicar las acciones de control.

El coste de generación de cada generador en la solución S_i , $C(S_i)$, se calcula del siguiente modo:

$$C(S_i) = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2, \quad (5.1)$$

donde

- P_i es la potencia activa del generador i .
- a_i , b_i y c_i son los coeficientes de los costes, que se obtienen de [Alsac y Stott, 1974] para el escenario del IEEE de 30 nudos, y de [Zimmerman *et al.*, 2009] para el escenario del IEEE de 118 nudos

En el escenario del sistema eléctrico de potencia español, cuyos resultados se incluyen en la sección 5.6, el rendimiento se evalúa mediante los siguientes indicadores:

- Valor medio del mejor fitness de todas las simulaciones realizadas MBF (*Mean Best Fitness*).
- Valor medio del número de evaluaciones de la función de fitness hasta alcanzar la mejor solución AES (*Average number of Evaluations to the best Solution*).
- Tiempo de ejecución medio de todas las simulaciones realizadas.
- Valor máximo del fitness en todas las simulaciones realizadas.
- Número total de redespachos en el mejor individuo de todas las simulaciones realizadas.

En la siguiente sección se describe el proceso de ajuste del valor inicial de los parámetros del algoritmo ECPA y el algoritmo empleado para este fin en los dos tipos de acciones de control calculadas: correctivas y preventivas.

5.3. Ajuste inicial de parámetros

Los parámetros del algoritmo ECPA se muestran en la Tabla 5.2, que incluye una breve descripción en la primera columna, el símbolo del parámetro en la segunda columna y, finalmente, el tipo de dato en la tercera columna.

Para la optimización de los valores iniciales de los parámetros de ECPA se ha empleado un algoritmo multivariante de descenso por gradiente. El algoritmo Alg. 3 muestra el pseudocódigo del descenso por gradiente empleado.

Tabla 5.2: Parámetros del algoritmo evolutivo ECPA.

Parámetro	Símbolo	Tipo
Tamaño de la población	P_s	Entero
Max. número de generadores	N_{gen}	Entero
Max. número de tensión de consigna	N_v	Entero
Max. número de relaciones de transformación	N_{tap}	Entero
Probabilidad de recombinación	pr	Real
Probabilidad de mutación 1	p_1	Real
Probabilidad de mutación 2	p_2	Real
Probabilidad de mutación 3	p_3	Real
Probabilidad de mutación 4	p_4	Real
Coef. desv. típica mutación 1	d	Real

El parámetro N_{max} es el máximo número de iteraciones empleado. Este valor se ha fijado en 30 para el cálculo de acciones de control correctivas, y en 20 para las acciones de control preventivas. Para calcular el valor de f en la línea 12 del algoritmo, ECPA se ejecuta N_s veces porque f es el valor medio de los fitness máximos MBF.

Las Tablas 5.3 y 5.4 muestran los resultados de estos cálculos para acciones de control correctivas (N), y para acciones de control preventivas (N-x). En estos cálculos se ha usado el escenario del IEEE de 30 nudos.

Tabla 5.3: Valores óptimos de los parámetros enteros.

	P_s	N_{gen}	N_v	N_{tap}
N, OPF	140	5	5	4
N-x, SCOPF	112	5	5	4

Tabla 5.4: Valores óptimos de los parámetros reales.

	pr	p_1	p_2	p_3	p_4	d
N, OPF	0.610	0.157	0.069	0.118	0.089	1.33
N-x, SCOPF	0.652	0.237	0.109	0.093	0.003	2.55

Alg. 3 Descenso por gradiente

```

1: Inicio
2:  $\mathbf{p}^0 \leftarrow (p_1^0, p_2^0, p_3^0, \dots, p_7^0)$ 
3:  $f^0 \leftarrow f(\mathbf{p}^0)$ 
4:  $\hat{f} \leftarrow f^0$ 
5:  $\hat{\mathbf{p}} \leftarrow \mathbf{p}^0$ 
6:  $i \leftarrow 1$ 
7: while  $i \leq N_{max}$  do
8:    $\mu_j^i \leftarrow \hat{p}_j^{i-1} \quad \forall j = 1, \dots, 7$ 
9:    $\sigma_j^i \leftarrow \frac{\hat{p}_j^{max} - \hat{p}_j^{min}}{3} \quad \forall j = 1, \dots, 7$ 
10:   $p_j^i \leftarrow N(\mu_j^i, \sigma_j^i) \quad \forall j = 1, \dots, 7$ 
11:   $\mathbf{p}^i = (p_1^i, p_2^i, p_3^i, \dots, p_7^i)$ 
12:   $f^i \leftarrow f(\mathbf{p}^i)$ 
13:  if  $f^i > \hat{f}$  then
14:     $\hat{\mathbf{p}} \leftarrow \mathbf{p}^i$ 
15:     $\hat{f} \leftarrow f^i$ 
16:  end if
17:   $i \leftarrow i + 1$ 
18: end while

```

El mismo procedimiento se ha seguido para calcular los valores óptimos de los parámetros del algoritmo para el caso del sistema eléctrico de potencia español (en este caso se han considerado únicamente como acciones de control los redespachos de potencia activa).

En las Tablas 5.5 y 5.6 se muestran los resultados obtenidos. Como se puede observar, los valores de los parámetros correspondientes a las acciones de control que no se emplean (tensiones de consigna de generadores y ajuste de relaciones de transformación de transformadores), tienen valores nulos.

Tabla 5.5: Valores óptimos de los parámetros enteros en el SEP español.

	Ps	N_{gen}	N_v	N_{tap}
N, OPF	120	10	0	0
N-x, SCOPF	84	20	0	0

Una vez obtenidos los parámetros del algoritmo ECPA necesarios para todos los experimentos que se van a realizar, en la sección siguiente se presentan los resultados del cálculo de acciones de control correctivas.

Tabla 5.6: Valores óptimos de los parámetros reales en el SEP español.

	pr	p_1	p_2	p_3	p_4	d
N, OPF	0.576	0.984	0.044	0	0	30
N-x, SCOPF	0.758	1.000	0	0	0	1

5.4. Resultados para acciones de control correctivas

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para las acciones de control correctivas. La Tabla 5.7 muestra los valores iniciales y finales de las variables de control en el escenario del IEEE de 30 nudos que han sido utilizadas en [Alsac y Stott, 1974], [Banu y Devaraj, 2009] y [Somasundaram *et al.*, 2004], y en ECPA. La primera columna de la Tabla 5.7 es el nombre de la variable de control. La segunda columna es el valor inicial de la variable de control, que es el mismo en todas las referencias que se están comparando. Las cuatro columnas siguientes son los valores finales de las variables de control en las tres referencias utilizadas y en ECPA, respectivamente.

Es necesario destacar que en el método propuesto en [Banu y Devaraj, 2009], no se han empleado ajustes de las relaciones de transformación de los transformadores y, por lo tanto, los valores de esta variable de control permanecen constantes. En el caso del algoritmo ECPA, la potencia activa de un generador, tres tensiones de consigna, y una relación de transformación de un transformador han mantenido su valor inicial en la solución, lo que supone que se ha necesitado un menor número de acciones de control que en las soluciones obtenidas con los otros métodos.

Con respecto a las violaciones de límites de tensión y las sobrecargas en el escenario del IEEE de 30 nudos, no se ha identificado ninguna ni antes ni después de la aplicación de las acciones de control correctivas. Tampoco existen incumplimientos de límites de potencia reactiva ni en ECPA, ni en ninguna de las referencias empleadas en las comparaciones ([Alsac y Stott, 1974] y [Somasundaram *et al.*, 2004]). No hay datos disponibles sobre la violación de límites de generación de potencia reactiva en los generadores en la referencia [Banu y Devaraj, 2009].

Finalmente, la Tabla 5.8 incluye el valor inicial y final de los costes de generación.

En base a estos resultados, y aunque las diferencias son pequeñas, se puede concluir que con ECPA se obtienen los mínimos costes de generación. Es preciso destacar que ECPA, debido a su naturaleza evolutiva, da lugar a un conjunto de soluciones alternativas a la que

Tabla 5.7: Valores iniciales y finales de las variables de control (IEEE 30 nudos).

Variable	Inicial	[Alsac, 1974]	[Banu, 2009]	[Somas., 2004]	ECPA
P [MW]					
P_2	80.00	48.84	50.20	48.03	49.30
P_5	50.00	21.51	21.80	21.65	21.90
P_8	20.00	22.15	23.80	22.38	Const.
P_{11}	20.00	12.14	10.80	12.03	12.60
P_{13}	20.00	12.00	12.30	12.00	12.00
V [pu]					
V_1	1.0500	Const.	0.9660	Const.	Const.
V_2	1.0450	1.0382	0.9987	1.0366	1.0356
V_5	1.0100	1.0114	0.9590	1.0105	Const.
V_8	1.0100	1.0194	0.9688	1.0198	1.1000
V_{11}	1.0500	1.0912	1.0266	1.0789	Const.
V_{13}	1.0500	1.0913	0.9500	1.0839	1.0875
Tap [pu]					
T_{6-9}	0.9780	1.0027	Const.	0.9920	Const.
T_{6-10}	0.9690	0.9600	Const.	0.9608	0.9182
T_{4-12}	0.9320	1.0047	Const.	0.9951	0.9925
T_{27-28}	0.9680	0.9410	Const.	0.9417	0.9397

Tabla 5.8: Costes de generación antes y después de aplicar las acciones correctivas (IEEE 30 nudos).

	Inicial	[Alsac, 1974]	[Banu, 2009]	[Somas., 2004]	ECPA
Coste gen. [£/h]	900.76	802.40	802.32	802.40	802.22

se ha incluido en las Tablas 5.7 y 5.8. Los operadores del sistema de potencia se pueden beneficiar de este conjunto de soluciones antes de tomar la decisión final.

Para analizar el impacto que tienen en la solución final de ECPA los límites máximos en el número de acciones de control correctivas, se han realizado 10 simulaciones en el escenario del IEEE de 118 nudos. Las simulaciones se han definido combinando valores

del número máximo de cambios de potencia activa de los generadores (N_{gen}) y del número máximo de cambios en tensiones de consigna de los generadores (N_v), como se puede comprobar en la Tabla 5.9. Todos los datos del sistema y los coeficientes del coste de generación de este escenario se han obtenido de [Xu *et al.*, 2014] y [Zimmerman *et al.*, 2009].

Tabla 5.9: Influencia de los límites máximos del número de acciones de control correctivas (IEEE 118 nudos).

#	N_{gen}	N_v	\hat{N}_{gen}	\hat{N}_v	Coste gen.
1	14	6	7	4	128560.1
2	10	6	8	5	128555.9
3	6	6	6	5	128628.1
4	2	6	2	5	129329.0
5	2	5	2	5	129323.1
6	2	4	2	4	129312.3
7	2	3	2	2	129396.3
8	2	2	2	2	129330.6
9	2	1	2	1	129396.6
10	2	0	2	0	129438.6

La primera columna de la Tabla 5.9 es el número de simulación. La segunda y la tercera columnas son, respectivamente, el número máximo de cambios de potencia activa de los generadores (N_{gen}) y el número máximo de cambios de tensiones de consigna de los generadores (N_v). La cuarta columna es el número real de cambios de potencia activa de generadores en el mejor individuo (\hat{N}_{gen}), y la quinta columna es el número real de cambios de tensiones de consigna de generadores (\hat{N}_v) en el mejor individuo de la solución. La sexta columna muestra el coste total de generación en $\$/h$ para el mejor individuo de la solución.

No se han producido violaciones de límites en ninguna de las mejores soluciones encontradas. El coste total de la solución de este escenario publicado en [Xu *et al.*, 2014] es de 130191.3 $\$/h$, por lo que ECPA ha obtenido soluciones más económicas en todos los casos.

La Tabla 5.10 muestra la mejor solución obtenida en la simulación número 2. Los cambios de potencia activa de los generadores con respecto al caso base están expresados en

MW, y los cambios de las tensiones de consigna de los generadores en pu. Los límites de seguridad y los valores originales de las variables de control están disponibles en [Xu *et al.*, 2014] y [Zimmerman *et al.*, 2009].

Tabla 5.10: Mejor solución con $\hat{N}_{gen} = 8$ y $\hat{N}_v = 5$ (IEEE 118 nudos).

ΔP_4	ΔP_{10}	ΔP_{15}	ΔP_{40}	ΔP_{42}	ΔP_{61}	ΔP_{89}
35.2	-133.8	34.8	56.1	50.1	-2.2	-104.8
ΔP_{104}	ΔV_{10}	ΔV_{55}	ΔV_{62}	ΔV_{66}	ΔV_{107}	
99.1	-0.0207	0.0370	0.0629	0.0116	0.0292	

De la simulación 3 a la 10, a medida que se van reduciendo los valores de los límites máximos, se obtienen soluciones más simples pero con un coste de generación mayor. A pesar de los costes de generación mayores, la simplicidad de la solución puede ser de mucha utilidad para el operador del sistema, especialmente en casos de emergencia en los que la prioridad absoluta es restablecer la seguridad del sistema eléctrico lo antes posible.

Una vez presentados los resultados obtenidos con ECPA para el cálculo de acciones de control correctivas, en la siguiente sección se describen los resultados obtenidos cuando se necesita mantener la seguridad de los sistemas eléctricos en presencia de contingencias: las acciones de control preventivas.

5.5. Resultados para acciones de control preventivas

Esta sección comienza detallando los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas en el escenario del IEEE de 30 nudos. Se han especificado un total de 33 contingencias, cada una de ellas consistente en la desconexión de una de las ramas del escenario.

La Tabla 5.11 muestra el estado final de las variables de control que se han utilizado en [Alsac y Stott, 1974], [Banu y Devaraj, 2009], [Somasundaram *et al.*, 2004] y en ECPA. La primera columna de la Tabla 5.11 es el nombre de la variable de control. Las siguientes cuatro columnas son los valores finales de las variables de control en las tres referencias utilizadas para comparaciones y en ECPA, respectivamente. El método propuesto en [Banu y Devaraj, 2009] utiliza cuatro variables de control adicionales que no emplean el resto de modelos: condensadores serie controlados por tiristores TCSC (*Thyristor Controlled Series*

Capacitors). La ubicación y el valor de los parámetros de los TCSC se describen con detalle en [Banu y Devaraj, 2009].

Tabla 5.11: Valores finales de las variables de control (IEEE 30 nudos).

Variable	[Alsac, 1974]	[Banu, 2009]	[Somas., 2004]	ECPA
P [MW]				
P_2	57.56	43.00	57.36	56.90
P_5	24.56	23.88	24.46	24.40
P_8	35.00	25.03	34.86	34.90
P_{11}	17.93	11.27	18.03	17.30
P_{13}	16.91	19.22	17.28	17.10
V [pu]				
V_1	1.0500	Not disp.	1.0500	1.0500
V_2	1.0338	Not disp.	1.0350	1.0294
V_5	1.0058	Not disp.	1.0081	0.9923
V_8	1.0230	Not disp.	1.0236	1.1000
V_{11}	1.0913	Not disp.	1.0630	1.0457
V_{13}	1.0883	Not disp.	1.0765	1.0897
Tap [pu]				
T_{6-9}	1.0154	Const.	1.0281	0.9941
T_{6-10}	0.9628	Const.	0.9467	0.9000
T_{4-12}	1.0128	Const.	1.0109	1.0214
T_{27-28}	0.9580	Const.	0.9568	0.9587

Como ocurre en la sección anterior, no se han empleado cambios de valores de relaciones de transformación en [Banu y Devaraj, 2009], con lo que el valor de esta variable de control permanece constante en dicha referencia.

Las Tablas 5.12 y 5.13 muestran las violaciones de límites en estado de contingencia, como resultado de un análisis de seguridad realizado antes de aplicar las acciones de control preventivas. La notación C_{x-y} en estas tablas indica la desconexión de la rama que conecta el nudo x con el nudo y . I_{x-y} representa una sobrecarga en la rama que conecta el nudo x con el nudo y , V_x indica una violación de límites de tensión (sobretensión o subtensión) en

el nudo x , y Q_x denota una violación del límite de generación de potencia reactiva de un generador conectado en el nudo x .

Tabla 5.12: Violaciones de límites antes de aplicar acciones de control preventivas 1/2 (IEEE 30 nudos).

Violaciones	[Alsac, 1974]	[Banu, 2009]
Límites de flujo	$C_{1-2}: I_{1-3}, I_{3-4}, I_{4-6}$ $C_{1-3}: I_{1-2}$ $C_{3-4}: I_{1-2}$ $C_{2-5}: I_{2-6}, I_{5-7}$	$C_{1-2}: I_{1-3}, I_{3-4}, I_{4-6}$ $C_{1-3}: I_{1-2}, I_{2-6}$ $C_{3-4}: I_{1-2}, I_{2-6}$ $C_{2-5}: I_{2-6}$ $C_{4-6}: I_{1-2}, I_{2-6}$ $C_{27-28}: I_{22-24}, I_{24-25}$
Límites de tensión	$C_{4-6}: V_{12}$ $C_{24-25}: V_{27}$ $C_{25-27}: V_{27}$	No disponible
Límites de reactiva	$C_{1-3}: Q_1$ $C_{3-4}: Q_1$ $C_{4-6}: Q_1$	No disponible

Después de aplicar las acciones de control preventivas que han sido calculadas con ECPA, no hay ninguna violación de límites en el escenario. Esto ocurre también en [Alsac y Stott, 1974], [Banu y Devaraj, 2009] y [Somasundaram *et al.*, 2004], y, por lo tanto, no se puede establecer ninguna diferencia entre los modelos con respecto a este resultado.

La tabla 5.14 muestra el valor final del coste de generación. El coste de generación obtenido con ECPA es mejorado únicamente por el método propuesto en [Banu y Devaraj, 2009], en el que se han utilizado variables de control adicionales.

El rendimiento de ECPA en el cálculo de acciones de control preventivas se ha evaluado también en el escenario del IEEE de 118 nudos. Para este fin se han comparado los resultados publicados en [Xu *et al.*, 2014] y los resultados obtenidos con ECPA. Todos los datos del escenario, los coeficientes empleados para el cálculo de los costes de generación, y los límites de seguridad se han tomado de [Xu *et al.*, 2014] y [Zimmerman *et al.*, 2009]. El coste total de generación en el caso base (antes de aplicar ninguna acción de control) es de 130191.3 \$/h. Tanto el estado inicial de las variables de control (cambios de generación

Tabla 5.13: Violaciones de límites antes de aplicar acciones de control preventivas 2/2 (IEEE 30 nudos).

Violaciones	[Somas., 2004]	ECPA
Límites de flujo	$C_{1-2}: I_{1-3}, I_{3-4}, I_{4-6}$ $C_{1-3}: I_{1-2}$ $C_{2-4}: I_{1-2}$ $C_{2-5}: I_{2-6}, I_{5-7}$ $C_{4-6}: I_{2-6}$	$C_{1-3}: I_{1-2}$ $C_{2-5}: I_{2-6}, I_{5-7}$ $C_{3-4}: I_{1-2}$
Límites de tensión	$C_{4-6}: V_{12}$	$C_{6-7}: V_{10}, V_{12}, V_{27}$ $C_{10-17}: V_{10}$ $C_{10-20}: V_{10}$ $C_{25-26}: V_{27}$ $C_{25-27}: V_{27}$
Límites de reactiva	$C_{1-3}: Q_1$ $C_{2-4}: Q_1$ $C_{4-6}: Q_1$	$C_{1-3}: Q_1$ $C_{3-4}: Q_1$

Tabla 5.14: Costes finales de generación después de aplicar acciones de control preventivas (IEEE 30 nudos).

	[Alsac, 1974]	[Banu, 2009]	[Somas., 2004]	ECPA
Costes gener. [£/h]	813.74	812.49	813.73	813.21

de potencia activa) como el resultado del análisis de seguridad (N-1) se proporcionan en [Xu *et al.*, 2014].

La Tabla 5.15 muestra los resultados de la comparación en términos de variación de potencia activa con respecto a los valores originales en el caso base publicados en [Xu *et al.*, 2014] y los de ECPA. Los valores entre paréntesis son para destacar aquellos generadores cuyos valores de generación de potencia activa han cambiado con respecto a los del caso base. Se puede ver que 45 generadores han sido modificados en la solución propuesta en [Xu *et al.*, 2014], mientras que sólo 7 generadores han cambiado su potencia activa en la solución de ECPA. El coste total de generación de la solución propuesta en [Xu *et al.*, 2014] es de 131026.6 \$/h, mientras que el coste de generación de la solución de ECPA es

de 130933.0 \$/h. Con la solución calculada en [Xu *et al.*, 2014], dos contingencias siguen sin ser resueltas (C_{8-5} y C_{30-17}). No hay ninguna contingencia insegura en la solución calculada con ECPA.

A partir de los resultados obtenidos para el escenario del IEEE de 118 nudos, se puede concluir que ECPA logra menores costes de generación empleando un número mucho menor de acciones de control.

En la siguiente sección se muestran los resultados de un conjunto de simulaciones que se han realizado para comprobar el rendimiento y la escalabilidad de la metodología propuesta.

5.6. Rendimiento y escalabilidad del algoritmo

En esta sección se compara el rendimiento en términos de carga computacional del algoritmo ECPA en el escenario del IEEE de 30 nudos con el rendimiento de otras dos metodologías evolutivas. También se analiza el comportamiento de ECPA en el escenario del IEEE de 118 nudos. Por último, se realizan cuatro simulaciones para comprobar el funcionamiento de ECPA en el sistema eléctrico de potencia español.

Para determinar la carga computacional se ha empleado como índice el número de ejecuciones del algoritmo de flujo de carga antes de encontrar una solución en el escenario del IEEE de 30 nudos. Los resultados obtenidos con ECPA se han comparado con los obtenidos por los algoritmos publicados en [Banu y Devaraj, 2009] y [Somasundaram *et al.*, 2004]. Los datos del escenario se han obtenido de [Alsac y Stott, 1974]. Los resultados de esta comparación se proporcionan en la Tabla 5.16. En el problema SCOPF, N_c representa el número de contingencias evaluadas. En este caso, el número total de flujos de carga evaluados es proporcional al número de contingencias evaluadas. Estos resultados demuestran que la carga computacional de ECPA es del mismo orden de magnitud que el de los otros modelos evaluados. Lo anterior se cumple tanto para OPF como para SCOPF.

ECPA se ha aplicado también al escenario del IEEE de 118 nudos. Los datos para esta simulación se han obtenido de [Xu *et al.*, 2014] y [Zimmerman *et al.*, 2009]. El objetivo es valorar el rendimiento de ECPA en un escenario más grande que el del IEEE de 30 nudos.

Se han realizado un total de 10 simulaciones para el problema OPF y 5 para el problema SCOPF. En el caso del problema SCOPF, se han evaluado 186 contingencias. En la Tabla

Tabla 5.15: Estado final de las variables de control (IEEE 118 nudos).

P [MW]	[Xu <i>et al.</i>, 2014]	ECPA	P [MW]	[Xu <i>et al.</i>, 2014]	ECPA
P_1	(49.1)	44.4	P_{65}	(323.6)	353.6
P_4	(8.2)	0.2	P_{66}	(365.9)	(357.0)
P_6	(30.1)	23.6	P_{69}	(273.5)	455.2
P_8	(2.1)	0.0	P_{70}	(6.0)	0.0
P_{10}	(262.9)	262.7	P_{72}	(7.4)	0.0
P_{12}	(88.6)	(129.4)	P_{73}	(12.1)	0.0
P_{15}	(42.6)	32.8	P_{74}	(30.4)	19.0
P_{18}	(32.9)	(35.1)	P_{76}	(44.3)	24.3
P_{19}	(31.3)	30.7	P_{77}	0.0	0.0
P_{24}	0.0	0.0	P_{80}	(450.4)	432.0
P_{25}	(192.9)	196.1	P_{85}	0.0	0.0
P_{26}	(258.7)	(269.1)	P_{87}	(3.8)	(1.6)
P_{27}	(25.0)	16.2	P_{89}	(481.8)	502.5
P_{31}	(7.4)	7.3	P_{90}	0.0	0.0
P_{32}	(30.3)	21.6	P_{91}	0.0	0.0
P_{34}	(22.5)	12.8	P_{92}	0.0	0.0
P_{36}	(8.3)	17.6	P_{99}	0.0	0.0
P_{40}	(67.8)	53.2	P_{100}	(238.2)	231.6
P_{42}	(41.2)	43.1	P_{103}	(39.1)	38.3
P_{46}	(19.8)	19.1	P_{104}	(7.7)	0.0
P_{49}	(201.2)	193.9	P_{105}	(16.8)	5.7
P_{54}	(51.1)	49.6	P_{107}	(35.1)	29.3
P_{55}	(60.3)	33.7	P_{110}	(24.5)	7.3
P_{56}	(29.0)	34.2	P_{111}	(35.6)	35.3
P_{59}	(155.9)	(175.1)	P_{112}	(19.1)	(56.4)
P_{61}	(155.2)	148.9	P_{113}	(12.0)	3.0
P_{62}	0.0	0.0	P_{116}	0.0	0.0

Tabla 5.16: Número de evaluaciones del flujo de cargas (IEEE 30 nudos).

	[Banu y Devaraj, 2009]	[Somasundaram <i>et al.</i> , 2004]	ECPA
OPF	1800	1000	1760
SCOPF	$1800N_c$	$1000N_c$	$1800N_c$

5.17 se muestran los números medios de evaluaciones del flujo de cargas necesarios para encontrar una solución. N_c es el número de contingencias evaluadas en el caso SCOPF.

Tabla 5.17: Número medio de evaluaciones del flujo de cargas (IEEE 118 nudos).

	OPF	SCOPF
IEEE 118	2067	$2100N_c$

Los datos de las Tablas 5.16 y 5.17 muestran que ECPA resuelve los problemas OPF y SCOPF en el escenario del IEEE de 118 nudos con un modesto incremento en el número de flujos de carga evaluados con respecto al escenario del IEEE de 30 nudos.

La Fig. 5.4 muestra la evolución del valor de la función de fitness durante una ejecución típica del algoritmo ECPA en el caso del problema SCOPF. La tasa de convergencia es rápida, se alcanzan soluciones razonables después de 20 iteraciones. Esta convergencia es similar a la publicada en [Xu *et al.*, 2014] para el escenario del IEEE de 118 nudos, y mejora los resultados publicados en [Banu y Devaraj, 2009].

La Tabla 5.18 muestra las principales características de las simulaciones realizadas para evaluar el rendimiento del algoritmo ECPA en el sistema eléctrico de potencia español. La primera columna es el número de simulación. La segunda columna de la tabla indica qué acciones de control se han empleado. La tercera columna muestra las áreas geográficas en las que se han identificado sobrecargas en el caso base: NW es el subsistema eléctrico de Galicia y S representa el subsistema eléctrico de Andalucía. La cuarta columna muestra el número de sobrecargas presentes en el caso base, y la quinta columna contiene el número de contingencias evaluadas.

En las simulaciones 1 y 2, correspondientes al cálculo de acciones de control correctivas, se han empleado un total de 100 iteraciones. En las simulaciones 3 y 4 se han utilizado 30 iteraciones. En una iteración típica de la simulación 1, en la que se ha identificado una única sobrecarga en el área de Galicia en el caso base, se aprecia que el mejor individuo de la población inicial contiene 8 redespachos de generadores repartidos por toda la península,

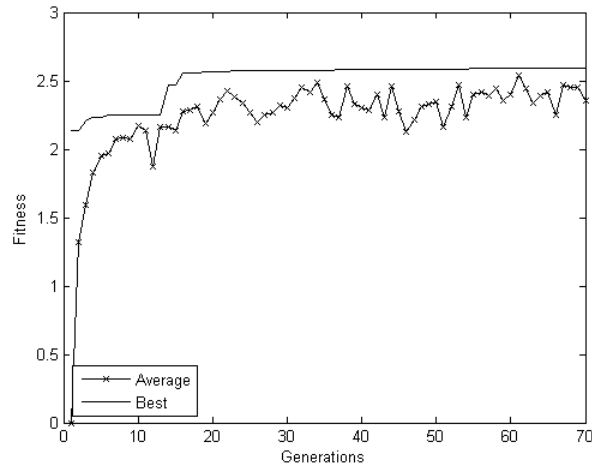


Figura 5.4: Convergencia de la función de fitness de una ejecución típica de ECPA (IEEE 118 nudos).

Tabla 5.18: Características de las simulaciones (SEP español).

#	Acciones de control	Área	Sobrecargas	Contingencias
1	Correctivas	NW	1	0
2	Correctivas	S	1	0
3	Correct. & Prevent.	NW	1	9
4	Correct. & Prevent.	S	1	28

que sólo resuelven el 40 % de la sobrecarga identificada. Para ilustrar el funcionamiento de ECPA, es preciso mencionar que en la población final el mejor individuo resuelve el 100 % de la sobrecarga, contiene únicamente 3 redespachos de generadores del área de Galicia, y la potencia redespachada se reduce en un 20 % con respecto al mejor individuo de la población inicial.

Las Tablas 5.19 y 5.20 muestran los resultados de las simulaciones 1 y 2, correspondientes al cálculo de acciones de control correctivas. Las dos primeras columnas de la Tabla 5.19 son el identificador de la simulación y el área geográfica, respectivamente. La tercera columna es el valor medio del mejor fitness de todas las simulaciones realizadas (MBF). La cuarta columna contiene el valor medio del número de evaluaciones de la función de

fitness hasta alcanzar la mejor solución (AES). La quinta es el tiempo medio de ejecución de las 100 iteraciones realizadas en cada simulación.

Tabla 5.19: Resultados para acciones de control correctivas (SEP español).

#	Área	MBF	AES	$t_{exe}[s]$
1	NW	0.993	4305	41.4
2	S	0.962	5120	50.2

La primera columna de la Tabla 5.20 es el identificador de la simulación. La segunda muestra el área geográfica. La tercera columna es el fitness máximo alcanzado durante la simulación y la columna 4 muestra el número de generadores redespachados. Tanto en el experimento 1 como en el 2, el mejor individuo ha resuelto el 100% de las sobrecargas identificadas en el caso base.

Tabla 5.20: Mejores resultados para cálculo de acciones de control correctivas (SEP español).

#	Área	F_{max}	N_{rdp}
1	NW	0.994	5
2	S	0.962	10

Las Tablas 5.21 y 5.22 contienen los resultados de las simulaciones 3 y 4, correspondientes al cálculo de acciones de control preventivas. La estructura de estas tablas es idéntica a la de las Tablas 5.19 y 5.20, respectivamente.

Tabla 5.21: Resultados para acciones de control preventivas (SEP español).

#	Área	MBF	AES	$t_{exe}[s]$
3	NW	2.670	3139	379.2
4	S	1.885	2912	829.3

De igual modo que en el caso del cálculo de las acciones de control correctivas, en los experimentos 3 y 4 se han resuelto el 100% de las sobrecargas identificadas tanto en el caso base (N) como en situación de contingencia (N-1).

A partir de estos resultados, se puede concluir que ECPA calcula las acciones de control correctivas y preventivas con muy buenos resultados en el sistema eléctrico español. Los

Tabla 5.22: Mejores resultados para acciones de control preventivas (SEP español).

#	Área	F_{max}	N_{rdp}
3	NW	2.717	18
4	S	1.892	17

tiempos de cálculo obtenidos en las simulaciones han sido razonables, por lo que es factible el empleo de ECPA en sistemas de gran tamaño para el cálculo de acciones de control en los horizontes temporales de medio y largo plazo. La utilización de ECPA con sistemas grandes en tiempo real requeriría del empleo de técnicas de reducción de tamaño del problema o la implementación de técnicas de computación en paralelo.

Capítulo 6

Conclusiones y líneas futuras de trabajo

En este capítulo se muestran las principales conclusiones y aportaciones del trabajo de investigación realizado, y se proponen las futuras líneas de investigación.

6.1. Conclusiones

La motivación de partida para la realización de este trabajo de investigación se basaba en las limitaciones identificadas en el análisis de las metodologías disponibles para la resolución de restricciones técnicas. Entre estas limitaciones, cabe destacar el hecho de que las restricciones técnicas de tensiones y las sobrecargas se tratan de forma desacoplada y en la mayoría de casos en los que se consideran todos los tipos de restricciones técnicas de forma conjunta, los ejemplos publicados corresponden a sistemas pequeños, sin que quede demostrada la viabilidad de los modelos en sistemas de tamaño medio y grande. Las soluciones que obtienen la mayoría de los algoritmos publicados presentan un bajo grado de realismo. Por ejemplo, se obtienen soluciones con variaciones de potencia de un número elevado de generadores para solucionar una única sobrecarga. Además, la mayor parte de los modelos analizados en el estado del arte obtienen una única solución al problema.

Estos antecedentes han dado lugar a la investigación llevada a cabo durante los últimos años, y concluyen ahora con esta tesis cuyos objetivos han sido los siguientes:

- Calcular las acciones de control correctivas y preventivas necesarias para devolver al sistema eléctrico de potencia a su estado normal de funcionamiento.
- Obtener múltiples soluciones válidas para solucionar el problema de las restricciones técnicas, de modo que el operador del sistema pueda escoger la solución que mejor se ajuste a sus necesidades en cada caso.
- Limitar el número máximo de acciones de control, convirtiendo este número en un parámetro del algoritmo.
- Resolver de forma conjunta sobrecargas, subtensiones y sobretensiones.
- Analizar sistemas eléctricos de tamaño medio y grande.

En esta tesis se propone el nuevo algoritmo ECPA para eliminar o reducir las sobrecargas y las violaciones de límites de tensión en un sistema eléctrico de potencia tanto en el caso base como en situación de contingencia. El nuevo algoritmo realiza una búsqueda

de las mejores acciones de control correctivas y preventivas, partiendo de una población inicial de soluciones generadas de forma aleatoria, que van mejorando de forma iterativa mediante un algoritmo evolutivo que utiliza codificación real. La calidad de los individuos de la población se evalúa en cada iteración del algoritmo con una función de fitness que tiene en cuenta los principales atributos de cada solución: mejoras conseguidas en sobrecargas y violaciones de tensión, y el coste total de generación. Para calcular el valor de estos atributos de la función de fitness, se ha empleado un algoritmo de flujo de cargas comercial.

En este proceso iterativo de mejora, se aplican de manera secuencial los tres operadores característicos de un algoritmo evolutivo:

- **Selección.** Este operador escoge los mejores individuos de la población actual (progenitores) para generar la siguiente población, basándose para ello en el valor de la función de fitness. En ECPA se ha elegido la selección por torneos binaria por su simplicidad y eficiencia.
- **Recombinación.** La misión de este operador es obtener los individuos de la siguiente población (descendencia) a partir de los progenitores escogidos por el operador de selección. Se ha utilizado el operador de recombinación por equivalencias aleatorias RER, que combina a los progenitores de un modo sencillo para obtener la descendencia, evitando alguno de los inconvenientes de metodologías clásicas como la recombinación por cruce en un punto.
- **Mutación.** Este operador modifica al azar alguno de los individuos de la población para, de este modo, alcanzar zonas del espacio de búsqueda que podrían no estar cubiertas. Se han introducido perturbaciones gaussianas en los valores de las variables de control del algoritmo: potencia activa de los generadores, tensiones de consigna de los generadores y en el valor de las relaciones de transformación de los transformadores. Además, se contempla la posibilidad de sustituir uno de los generadores de la solución por otro que esté situado en la misma zona geográfica.

El proceso iterativo no se detiene hasta que, después de un número determinado de iteraciones, no se mejora el valor del fitness máximo de la población o se ha alcanzado un número máximo de ejecuciones predefinido.

Para validar el funcionamiento y el rendimiento de ECPA se han realizado simulaciones con el escenario del IEEE de 30 nudos, el escenario del IEEE de 118 nudos y un escenario

de 1982 nudos correspondiente al sistema eléctrico de potencia español. Los parámetros de ECPA se han obtenido mediante el empleo de un algoritmo de descenso por gradiente.

Los resultados numéricos confirman la efectividad del algoritmo ECPA. Por ejemplo, en el caso del cálculo de acciones de control correctivas para el escenario del IEEE de 30 nudos, la mejor solución encontrada por ECPA es más barata que las mejores soluciones publicadas en la literatura, empleando además un menor número de acciones de control. En el cálculo de acciones de control preventivas, los resultados obtenidos con el método propuesto sólo son superados por un método en el que se usan acciones de control adicionales. Dado que ECPA es un algoritmo evolutivo, la solución final es una población completa de individuos, lo que permite al usuarios elegir entre un conjunto elevado de alternativas.

El problema de la solución de restricciones técnicas planteado en esta tesis tiene muy frecuentemente más de una solución óptima, incluso para un número máximo de acciones de control dado. Dada la naturaleza evolutiva del método propuesto, la población final contiene las mejores soluciones, no una única solución óptima. Este resultado es muy valioso para ayudar al operador del sistema en su proceso de toma de decisiones. En las simulaciones efectuadas para valorar el rendimiento de ECPA en el cálculo de las acciones de control preventivas con el escenario del IEEE de 118 nudos, se han obtenido menores costes de generación que los de las referencias empleadas para comparación, con un número mucho menor de acciones de control.

La carga computacional de ECPA en el escenario del IEEE de 30 nudos es similar a la de otros métodos que emplean computación evolutiva. En el escenario del IEEE de 118 nudos, el número de flujos de carga necesarios para obtener una solución sólo se incrementa ligeramente con respecto al obtenido para el escenario del IEEE de 30 nudos. Se ha aplicado también el nuevo método a un sistema eléctrico de potencia de tamaño realista, obteniéndose buenos resultados en tiempos de cálculo razonables, que permiten la aplicación de ECPA en los horizontes temporales de medio y largo plazo.

El método desarrollado permite fijar un número máximo de acciones de control. De este modo, la solución final que encuentra el algoritmo está acotada en tamaño. Al tratarse de una cota superior, si existiesen soluciones equivalentes con menor número de acciones de control, formarían parte de la población de soluciones con una alta probabilidad. Otra característica importante de las soluciones de ECPA es la resolución conjunta de las sobrecargas y las violaciones de tensión.

6.2. Líneas de investigación futuras

A partir del trabajo de investigación llevado a cabo en esta tesis, se proponen las siguientes líneas de investigación futuras:

- Desarrollo de una versión multiobjetivo del algoritmo ECPA. La función de fitness de ECPA consta de un conjunto de 9 atributos o variables que miden la calidad de las soluciones, y que se combinan linealmente para obtener un único objetivo. Se pueden plantear, por ejemplo, dos funciones de fitness independientes, una que combine las variables relacionadas con la mejora de las restricciones técnicas, y otra con el coste económico. Al tratarse de dos objetivos en conflicto (mejoras técnicas frente a costes), las técnicas de optimización multiobjetivo permitirían obtener el conjunto de soluciones óptimas (no hay una única solución) aportando para cada solución información sobre el valor de los dos objetivos, y mejorando con ello el proceso de toma de decisiones del operador del sistema.
- Empleo de técnicas de filtrado de contingencias en el proceso de cálculo de las acciones de control preventivas. En problemas de tamaño medio y grande, el empleo del filtrado de contingencias contribuye a la reducción de la dimensión del problema de optimización, y a disminuir significativamente los tiempos de cálculo. La evaluación de estas técnicas en ECPA, y la comprobación de que la pérdida de precisión del algoritmo es aceptable tras el empleo de conjuntos reducidos de contingencias, constituirían una línea de investigación de mucha utilidad.
- Empleo de técnicas de paralelización. La operación más costosa que realiza ECPA desde el punto de vista computacional es el cálculo de la función de fitness, debido a la necesidad de calcular un flujo de cargas para evaluar cada uno de los individuos de la población. Dado que el cálculo del valor del fitness de cada individuo de la población de ECPA se puede realizar de forma independiente, el empleo de técnicas de paralelización para la evaluación de los individuos permitiría reducir significativamente los tiempos de cálculo.
- Integración del concepto de riesgo en el cálculo de las acciones de control. La creciente presencia de generación eólica y solar en la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia provoca una mayor incertidumbre en el valor de la generación que la existente en ausencia de estas fuentes de energía intermitentes. Esta incertidumbre

debe ser tomada en cuenta en todos los procesos relacionados con la operación del sistema eléctrico, y en particular en el cálculo de acciones de control. Para introducir el concepto de riesgo en el proceso de cálculo de acciones de control, el problema de resolución de restricciones técnicas se puede reformular asignando a cada contingencia una probabilidad de ocurrencia, en función de la información histórica disponible, e introduciendo incertidumbre en los valores de los generadores eólicos y solares de los escenarios. En este nuevo problema, el objetivo sería encontrar el conjunto de acciones de control que maximicen la probabilidad de resolver las restricciones técnicas con las incertidumbres modeladas y que minimicen los costes.

Listado de acrónimos

AES	Average number of Evaluations to the best Solution
ATC	Available Transfer Capacity
BA	Bidding Area
BB	Branch and Bound
CMS	Congestion Management System
CSCOPF	Corrective Security Constrained Optimal Power Flow
DAG	Direct Acyclic Graph
DPP	Distribution Planning Problem
EA	Evolutionary Algorithm
ECPA	Evolution of Corrective and Preventive control Actions
ED	Economic Dispatch
EP	Evolutionary Programming
FACT	Flexible AC Transmission Systems
GA	Genetic Algorithm
GBD	Generalized Benders Decomposition
GRG	Generalized Reduced Gradient method
HVDC	High Voltage Direct Current
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISO	Independent System Operator
LP	Linear Programming
MBF	Mean Best Fitness value
MINLP	Mixed Integer Nonlinear Programming

MIP Mixed Integer Programming

MOGA Multi-Objective Genetic Algorithm

NCED Network Constrained Economic Dispatch

NLP Non Linear Programming

OO Ordinal Optimization

OPF Optimal Power Flow

PSCOPF Preventive Security Constrained Optimal Power Flow

PSO Particle Swarm Optimization

QP Quadratic Programming

RB-SCOPF Risk-Based Security Constrained Optimal Power Flow

RER Random Equivalence Recombination

RTO Regional Transmission Organization

SA Simulated Annealing

SCED Security Constrained Economic Dispatch

SCOPF Security Constrained Optimal Power Flow

SCUC Security Constrained Unit Commitment

SLP Successive Linear Programming

TCSC Thyristor Controlled Series Capacitors

UC Unit Commitment

Bibliografía

Bibliografía

- [Alsac y Stott, 1974] O Alsac y B Stott. Optimal load flow with steady-state security. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-93(3):745–751, 1974.
- [Amjady y Esmaili, 2005] Nima Amjady y Masoud Esmaili. Application of a new sensitivity analysis framework for voltage contingency ranking. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 20(2):973–983, 2005.
- [Balu *et al.*, 1992] Neal Balu, Timothy Bertram, Anjan Bose, Vladimir Brandwajn, Gerry Cauley, David Curtice, Aziz Fouad, Lester Fink, Mark G Lauby, Bruce F Wollenberg, et al. On-line power system security analysis. *Proceedings of the IEEE*, 80(2):262–282, 1992.
- [Banu y Devaraj, 2009] R Narmatha Banu y D Devaraj. Enhanced genetic algorithm approach for security constrained optimal power flow including facts devices. *International Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 3:552 – 557, September 2009.
- [Benders, 1962] J.F. Benders. Partitioning for solving mixed variables programming problems. *Numerische Mathematik*, 4:238–252, 1962.
- [Bouffard *et al.*, 2005] François Bouffard, Francisco D Galiana, y José M Arroyo. Umbrella contingencies in security-constrained optimal power flow. In *15th Power Systems Computation Conference, PSCC*, volumen 5, 2005.
- [Capitanescu *et al.*, 2007] Florin Capitanescu, Mevludin Glavic, Damien Ernst, and Louis Wehenkel. Contingency filtering techniques for preventive security-constrained optimal power flow. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(4):1690–1697, 2007.

- [Capitanescu *et al.*, 2011] Florin Capitanescu, José Luis Martínez Ramos, Patrick Panciatici, Daniel Kirschen, Alejandro Marano Marcolini, Ludovic Platbrood, y Louis Wehenkel. State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow. *Electric Power Systems Research*, 81(8):1731–1741, 2011.
- [Capitanescu y Wehenkel, 2007] Florin Capitanescu y Louis Wehenkel. Improving the statement of the corrective security-constrained optimal power flow problem. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(2):887–889, 2007.
- [Capitanescu y Wehenkel, 2008] Florin Capitanescu y Louis Wehenkel. A new iterative approach to the corrective security-constrained optimal power flow problem. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 23(4):1533–1541, 2008.
- [Capitanescu y Wehenkel, 2011] Florin Capitanescu y Louis Wehenkel. Redispatching active and reactive powers using a limited number of control actions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26(3):1221–1230, 2011.
- [Cerezo, 2006] Francisco Miguel Echevarren Cerezo. *Márgenes de funcionamiento en los sistemas de energía eléctrica: cálculo y acciones para su mejora*. PhD thesis, Universidad Pontificia de Comillas de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Instituto de Investigación Tecnológica, 2006.
- [Chen y McCalley, 2005] Qiming Chen y James D McCalley. Identifying high risk n-k contingencies for online security assessment. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 20(2):823–834, 2005.
- [Chowdhury y Rahman, 1990] Badrul H Chowdhury y Saifur Rahman. A review of recent advances in economic dispatch. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 5(4):1248–1259, November 1990.
- [Christie *et al.*, 2000] Richard D Christie, Bruce F Wollenberg, y Ivar Wangensteen. Transmission management in the deregulated environment. *Proceedings of the IEEE*, 88(2):170–195, 2000.
- [Conejo *et al.*, 2008] Antonio J Conejo, Federico Milano, y Raquel García-Bertrand. Congestion management ensuring voltage stability. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 21(1):357–364, February 2008.

- [Crespo, 2004] Jorge Martínez Crespo. *Resolución de restricciones técnicas en la programación diaria de la generación mediante descomposición de Benders*. PhD thesis, Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2004.
- [Damousis *et al.*, 2003] Ioannis G Damousis, Anastasios G Bakirtzis, y Petros S Dokopoulos. Network-constrained economic dispatch using real-coded genetic algorithm. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 18(1):198–205, 2003.
- [Darwin, 1866] Charles Darwin. *On the origin of species by means of natural selection: or the preservation of favoured races in the struggle for life*. John Murray, Albemarle Street, 1866.
- [De Dios y Martin, 2006] Rafael De Dios y Pablo Martín. Network planning. Methodology and application. En *CIGRE 2006, Paris*, C1–206, 2006.
- [Deb *et al.*, 2002] Kalyanmoy Deb, Amrit Pratap, Sameer Agarwal, y TAMT Meyarivan. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: Nsga-ii. *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on*, 6(2):182–197, April 2002.
- [Del Valle *et al.*, 2008] Yamille Del Valle, Ganesh Kumar Venayagamoorthy, Salman Mohagheghi, Jean-Carlos Hernández, y Ronald G Harley. Particle swarm optimization: basic concepts, variants and applications in power systems. *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on*, 12(2):171–195, 2008.
- [Doll y Verstege, 2001a] A Doll y JF Verstege. An evolution strategy based approach for a congestion management system. En *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto*, volumen 1, IEEE, 2001.
- [Doll y Verstege, 2001b] M Doll y JF Verstege. Congestion management in a deregulated environment using corrective measures. En *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, volumen 2, 393–398. IEEE, 2001.
- [Dy Liacco, 1967] Tomas E Dy Liacco. The adaptive reliability control system. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-86(5):517–531, 1967.
- [Echavarren *et al.*, 2011] FM Echavarren, E Lobato, L Rouco, y T Gómez. Formulation, computation and improvement of steady state security margins in power systems. part

- i: Theoretical framework. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33(2):340–346, 2011.
- [Ela *et al.*, 2009] Abou EL Ela, A Adel, y Shaimaa R Spea. Optimal corrective actions for power systems using multi-objective genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*, 79(5):722–733, 2009.
- [F. Capitanescu y Wehenkel, 2007] D. Ernst F. Capitanescu, M. Glavic y L. Wehenkel. Interior-point based algorithms for the solution of optimal power flow problems. *Electric Power Systems Research*, 77(5-6):508–517, April 2007.
- [Fu y Shahidehpour, 2007] Yong Fu y Mohammad Shahidehpour. Fast scuc for large-scale power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(4):2144–2151, 2007.
- [Gatta *et al.*, 2009] FM Gatta, A Geri, S Lauria, y M Maccioni. Improving high-voltage transmission system adequacy under contingency by genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*, 79(1):201–209, 2009.
- [G.B. Dantzig, 1959] P. Wolfe G.B. Dantzig. A decomposition principle for linear programs. *Operations Research*, 8(1):101–111, 1959.
- [Goldberg y Deb, 1991] David E Goldberg y Kalyanmoy Deb. A comparative analysis of selection schemes used in genetic algorithms. *Foundations of genetic algorithms*, 1:69–93, 1991.
- [Goldberg, 2005] David E Goldberg. *Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning*. Addison-Wesley Professional, 2005.
- [Grgič y Gubina, 2002] David Grgič y Ferdinand Gubina. Congestion management approach after deregulation of the slovenian power system. En *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, volumen 3, 1661–1665. IEEE, 2002.
- [H. W. Dommel, 1968] W.F. Tinney H. W. Dommel. Optimal power flow solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-87:1866–1876, October 1968.
- [Holland, 1975] John H Holland. Adaptation in natural and artificial system: an introduction with application to biology, control and artificial intelligence. *Ann Arbor, University of Michigan Press*, 1975.

- [Holland, 1992] John H Holland. Algoritmos genéticos. *Investigación y Ciencia*, 192:38–45, 1992.
- [International, 2013] Siemens Power Technologies International. *PSS/E 33.5 Program Operation Manual*. Siemens Industry, Inc., 2013.
- [JA Nelder, 1965] R Mead JA Nelder. A simplex method for function minimization. *The computer journal*, 7(4):308–313, 1965.
- [Karoui *et al.*, 2008] K Karoui, H Crisciu, A Szekut, y M Stubbe. Large scale security constrained optimal power flow. In *16th Power System Computation Conference, Glasgow Scotland*, 14–18, 2008.
- [Kundur, 1994] Prabha Kundur. *Power system stability and control*. Mc Graw Hill, 1994.
- [Lin *et al.*, 2004] Shin-Yeu Lin, Yu-Chi Ho, et al. An ordinal optimization theory-based algorithm for solving the optimal power flow problem with discrete control variables. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(1):276–286, 2004.
- [Lommerdal y Soder, 2004] Magnus Lommerdal y L Soder. Combination of two methods for congestion management. En *Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004.(DRPT 2004). Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on*, volumen 1, 140–145. IEEE, 2004.
- [Lotfjou *et al.*, 2010] Azim Lotfjou, Mohammad Shahidehpour, Yong Fu, y Zuyi Li. Security-constrained unit commitment with ac/dc transmission systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 25(1):531–542, 2010.
- [Maharana y Swarup, 2010] Manoj Kumar Maharana y KS Swarup. Graph theoretic approach for preventive control of power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 32(4):254–261, 2010.
- [Maksimović *et al.*, 2003] Viktor Maksimović, Harald Weber, et al. Symbolic analysis congestion management. En *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, volumen 2, IEEE, 2003.
- [Martin y Sierra, 2015] Pablo Martín y Alejandro Sierra. Improving power system static security margins by means of a real coded genetic algorithm. *Power Systems, IEEE Transactions on*, accepted May 25, 2015.

- [Melanie, 1999] Mitchell Melanie. *An introduction to genetic algorithms*. Massachusetts Institute of Technology, 1999.
- [Ministerio de Industria, 1998a] Ministerio de Industria y Energía. Procedimiento de operación 1.1. Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico. Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, 1998.
- [Ministerio de Industria, 1998b] Ministerio de Industria y Energía. Procedimiento de operación 1.2. Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema. Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, 1998.
- [Ministerio de Industria, 1998c] Ministerio de Industria y Energía. Procedimiento de operación 1.3. Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el operador del sistema. Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, 1998.
- [Ministerio de Industria, 1998d] Ministerio de Industria y Energía. Procedimiento de operación 1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia potencia. Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, 1998.
- [Ministerio de Industria, 2013] Ministerio de Industria Energía y Turismo. Procedimiento de operación 3.2. Resolución de restricciones técnicas. Secretaría de Estado de Energía, 2013.
- [Miranda *et al.*, 1994] Vladimiro Miranda, JV Ranito, y Luis Miguel Proenca. Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 9(4):1927–1933, 1994.
- [Miranda, 1998] Vladimiro Miranda. Evolutionary computation in power systems. *Electrical Power & Energy Systems*, 20(2):89–98, 1998.
- [Monticelli *et al.*, 1987] A Monticelli, MVF Pereira, y S Granville. Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2(1):175–180, 1987.
- [Niimura *et al.*, 2003] Tak Niimura, Satoshi Niioka, y Ryuichi Yokoyama. Transmission loading relief solutions for congestion management. *Electric Power Systems Research*, 67(2):73–78, 2003.

- [Otomega *et al.*, 2007] Bogdan Otomega, Adamantios Marinakis, Mevludin Glavic, y Thierry Van Cutsem. Model predictive control to alleviate thermal overloads. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(3):1384–1385, August 2007.
- [Panigrahi y Pandi, 2009] BK Panigrahi y V Ravikumar Pandi. Congestion management using adaptive bacterial foraging algorithm. *Energy Conversion and Management*, 50(5):1202–1209, 2009.
- [Radcliffe, 1991] Nicholas J Radcliffe. Forma analysis and random respectful recombination. En *Proceedings of the fourth international conference on genetic algorithms*, 222–229. San Marco CA: Morgan Kaufmann, 1991.
- [Rawlins, 1991] Gregory JE Rawlins. *Foundations of genetic algorithms*. Morgan Kaufmann Publishers Inc., 1991.
- [Romero *et al.*, 1996] R Romero, RA Gallego, y A Monticelli. Transmission system expansion planning by simulated annealing. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 11(1):364–369, 1996.
- [Rong *et al.*, 2004] Fu Rong, Ge Zhao-qiang, Li Yang, y Tang Guo-qing. A decentralized optimization for risk based regional congestion management. En *Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004.(DRPT 2004). Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on*, volumen 2, 714–717. IEEE, 2004.
- [Saguan *et al.*, 2004] M Saguan, S Plumel, P Dessante, JM Glachant, y P Bastard. Genetic algorithm associated to game theory in congestion management. En *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2004 International Conference on*, 415–420. IEEE, 2004.
- [Scala *et al.*, 1998] M La Scala, M Trovato, y C Antonelli. On-line dynamic preventive control: an algorithm for transient security dispatch. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 13(2):601–610, 1998.
- [Simon, 2013] Dan Simon. *Evolutionary optimization algorithms*, volumen 1. Wiley, 2013.

- [S.N. Talukdar, 1983] V.K. Kalyan S.N. Talukdar, T.C. Giras. Decompositions for optimal power flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 102(12):3877–3884, 1983.
- [Somasundaram *et al.*, 2004] P Somasundaram, K Kuppusamy, y RP Kumudini Devi. Evolutionary programming based security constrained optimal power flow. *Electric Power Systems Research*, 72(2):137–145, 2004.
- [Somasundaram y Kuppusamy, 2005] P Somasundaram y K Kuppusamy. Application of evolutionary programming to security constrained economic dispatch. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 27(5):343–351, 2005.
- [Stott y Hobson, 1978] Brian Stott y Eric Hobson. Power system security control calculations using linear programming, part i. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-97(5):1713–1720, 1978.
- [Strbac *et al.*, 1998] Goran Strbac, Syed Ahmed, Daniel Kirschen, y Ron Allan. A method for computing the value of corrective security. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 13(3):1096–1102, 1998.
- [Wang y McCalley, 2013] Qin Wang y James D McCalley. Risk and n-1 criteria coordination for real-time operations. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 28(3):3505–3506, 2013.
- [Whitley y Vose, 1995] LD Whitley y MD Vose. *Foundations of genetic algorithms*. San Mateo, CA: Morgan Kaufmann, 1995.
- [Whitley, 1993] L Darrell Whitley. *Foundations of genetic algorithms 2*, volumen 2. Morgan Kaufmann, 1993.
- [Xu *et al.*, 2014] Yan Xu, Zhao Yang Dong, Rui Zhang, Kit Po Wong, y Mingyong Lai. Solving preventive-corrective scopf by a hybrid computational strategy. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 29(3):1345–1355, 2014.
- [Yang *et al.*, 2007] Bo Yang, Yunping Chen, y Zunlian Zhao. Survey on applications of particle swarm optimization in electric power systems. En *Control and Automation, 2007. ICCA 2007. IEEE International Conference on*, 481–486. IEEE, 2007.

- [Yokoyama *et al.*, 1988] R Yokoyama, SH Bae, T Morita, y H Sasaki. Multiobjective optimal generation dispatch based on probability security criteria. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 3(1):317–324, February 1988.
- [Zimmerman *et al.*, 2009] RD Zimmerman, CE Murillo-Sanchez, y D Gan. Matpower: A matlab power system simulation package 2006. Mathworks, 2009. See <http://pserc.cornell.edu/matpower>.